



Comisión

Nacional

de Energía

**INFORME 24/2008 DE LA CNE SOBRE  
LA PROPUESTA DE ORDEN ITC POR  
LA QUE SE REVISAN LAS TARIFAS  
ELÉCTRICAS A PARTIR DEL 1 DE  
JULIO DE 2008**

25 de junio de 2008

## ÍNDICE

1	ANTECEDENTES Y CONSIDERACIONES PREVIAS.....	3
2	CONSIDERACIONES SOBRE LOS COSTES .....	9
2.1	Precio de adquisición de la energía por la distribuidora .....	9
2.2	Costes de acceso.....	18
2.2.1	Déficit de actividades reguladas 2007.....	20
2.2.2	Déficit ex ante .....	23
3	CONSIDERACIONES SOBRE LOS PRECIOS REGULADOS .....	24
3.1	Principales cambios introducidos en la propuesta de Orden.....	24
3.1.1	Variaciones de las tarifas integrales.....	24
3.1.2	Diferenciación del término de energía por volumen de consumo.....	27
3.1.3	Introducción de la tarifa social.....	31
3.2	Actualización de las tarifas y primas para las instalaciones de régimen especial	34
3.3	Impacto en los ingresos del sistema de la aplicación de las tarifas propuestas	40
3.4	Impacto sobre los consumidores sin discriminación horaria de las tarifas propuestas .....	43
3.5	Suficiencia y aditividad .....	45
4	OTRAS CONSIDERACIONES .....	50
4.1	Incumplimiento del plan de instalación de interruptores de control de potencia	50
4.2	Medida y facturación de la energía reactiva de las unidades productor-consumidor .....	53
4.3	Periodicidad de la facturación y lectura de las tarifas domésticas .....	54
4.4	Periodo transitorio para los clientes acogidos a la tarifa 2.0 N y tarifa R.0 con potencia contratada hasta 15 kW.....	54
4.5	Periodo transitorio para los clientes de alta tensión acogidos a tarifas generales, tarifa horaria de potencia y tarifa de riegos .....	56



4.6	Necesidad de modificar el carácter de máximo de los costes destinados a la retribución de la actividad de transporte establecidos en la Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre .....	57
4.7	Compensación a los distribuidores acogidos a la DT11 <sup>a</sup> .....	58
5	CONCLUSIONES.....	58

## **INFORME 24/2008 DE LA CNE SOBRE LA PROPUESTA DE ORDEN ITC POR LA QUE SE REVISAN LAS TARIFAS ELÉCTRICAS A PARTIR DEL 1 DE JULIO DE 2008**

En el ejercicio de la función prevista en el apartado tercero.1.cuarta de la Disposición adicional undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre del Sector de Hidrocarburos, y de conformidad con el Real Decreto 1339/1999, de 31 julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de Energía, el Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía, en su sesión del día 25 de junio de 2008, ha acordado, por mayoría, emitir el siguiente

### **INFORME**

#### **1 ANTECEDENTES Y CONSIDERACIONES PREVIAS**

El artículo 1 del Real Decreto 1634/2006 establece que *“A partir del 1 de julio de 2007 y con carácter trimestral, previos los trámites e informes oportunos, el Gobierno mediante Real Decreto, efectuará modificaciones de las tarifas para la venta de energía eléctrica que aplican las empresas distribuidoras de energía eléctrica, revisando los costes derivados de las actividades necesarias para el suministro de energía eléctrica, los costes permanentes del sistema y los costes de la diversificación y seguridad de abastecimiento, incluyendo el reintegro con cargo a la recaudación de la tarifa eléctrica en los próximos ejercicios de los saldos negativos resultantes de las liquidaciones realizadas de acuerdo con la metodología en vigor por la Comisión Nacional de Energía correspondientes a la tarifa del año 2006 a cada una de las empresas eléctricas que figuran en el apartado 1.9 del anexo I del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, en los importes realmente aportados por cada una de ellas, con inclusión de los costes financieros que se devenguen.”.*

El Real Decreto 871/2007, de 29 de junio, por el que se ajustan las tarifas a partir del 1 de julio de 2007, establece en la Disposición adicional séptima que, a partir del 1 de julio de 2008 y con carácter trimestral, en base a la función primera de la Comisión

Nacional de Energía (CNE), se enviará a la Secretaría General de Energía una propuesta de revisión de las tarifas eléctricas, junto con la memoria explicativa en la que se detallen los supuestos, previsiones y cálculos utilizados.

En cumplimiento de lo anterior, el pasado mes de mayo la CNE remitió el informe “Propuesta de revisión de la tarifa eléctrica a partir del 1 de julio de 2008”. En dicho informe se planteaban las subidas necesarias para que las tarifas integrales recogieran los precios de la energía y no se generara un déficit adicional al implícito en las tarifas de acceso vigentes. Este Informe fue complementado por el “Informe complementario a la Propuesta de revisión de la tarifa eléctrica a partir del 1 de julio de 2008: Precios y costes de la generación de electricidad” aprobado por el Consejo de Administración en su sesión de fecha 20 de mayo de 2008. En este Informe se puso de manifiesto la existencia de una significativa brecha sostenida entre precios y costes (a favor de los primeros) cuya responsabilidad recae, fundamentalmente, en los precios percibidos por las tecnologías nuclear e hidroeléctrica.

El día 13 de junio de 2008 se recibió en la Comisión Nacional de Energía (CNE) la propuesta de Orden por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de julio de 2008, para que, de acuerdo con la función de participar mediante propuesta o informe, en el proceso de elaboración de los proyectos sobre determinación de tarifas y retribución de las actividades del sector, se emita el correspondiente informe preceptivo en el plazo establecido en el artículo 6 del Reglamento de la CNE.

En este sentido, cabe señalar que la propuesta de Orden de la que se emite el presente informe no recoge muchas de las propuestas planteadas por esta Comisión.

En relación con lo anterior, se considera importante señalar que la Directiva 2003/54/CE, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 96/92/CE reconoce que entre los principales obstáculos para la realización de un mercado interior plenamente operativo está el sistema para la fijación de precios regulados.

Es por ello que entre otras medidas, en la citada Directiva se establece que las autoridades reguladoras se encargarán de determinar o aprobar, antes de su entrada en vigor, al menos las metodologías empleadas para calcular o establecer las condiciones de conexión y acceso a las redes nacionales, incluyendo las tarifas de transporte y distribución.

No obstante, los Estados miembros podrán disponer que las autoridades reguladoras remitan al órgano pertinente del Estado miembro, para que éste adopte una decisión formal, las tarifas o, al menos, las metodologías. En este caso, el órgano pertinente estará facultado para aprobar o rechazar un proyecto de decisión presentado por la autoridad reguladora. Dichas tarifas, métodos o modificaciones de los mismos se publicarán junto con la decisión sobre la adopción formal. Todo rechazo formal de un proyecto de decisión será también publicado, junto con su motivación.

Estos aspectos han sido recogidos en la Ley 57/1997, reservándose el Gobierno la facultad para el establecimiento de precios regulados en los sectores de electricidad y gas natural.

Teniendo en cuenta el mandato establecido en el Real Decreto 871/2007 y considerando lo establecido en la propia Directiva, esta Comisión considera que el Gobierno debería haber motivado de forma explícita los cambios introducidos en la propuesta de Orden respecto de la propuesta de la CNE.

Otro aspecto sobre el que esta Comisión considera fundamental insistir es el relativo a los niveles de precio propuestos. Como ya se ha expuesto en varios informes<sup>1</sup> de esta Comisión, el sistema tarifario actual, basado en el reconocimiento de un déficit del sistema cuando los ingresos no permiten cubrir todos los precios, garantiza el cobro de sus precios a las empresas del sector implicadas en el suministro regulado. Este déficit se financia por el sistema a largo plazo, convirtiéndose el principal y los intereses de la

---

<sup>1</sup> Véanse “Informe 39/2006 de la cne sobre la propuesta de real decreto de tarifa eléctrica 2007”, “Informe 25/2007 de la CNE sobre la propuesta de Orden por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007 e “Informe 34/2007 de la CNE sobre la propuesta de orden por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008”

deuda en un coste permanente del sistema. Esto hace que al considerar dados los precios, lo único que se está planteando con las subidas planteadas es cuánto pagan los consumidores en la factura correspondiente a su consumo y cuánto de su factura se financia a largo plazo. Este es un aspecto esencial de comprensión del sistema actual.

Por clarificar los conceptos, podemos denominar “tarifa nominal” a los precios que paga el consumidor en la factura siguiente a la del periodo de consumo y “tarifa real” a la que saldría de sumar a la “tarifa nominal” la parte de ese consumo que el consumidor paga también pero de forma diferida mediante la financiación del déficit. La decisión de no trasladar los precios reales a los precios de las tarifas integrales y las tarifas de acceso (esto es, el mantenimiento de las tarifas “nominales” por debajo de la suma de los costes, generándose un déficit en el sistema) en el fondo supone decidir el modo de financiación de la tarifa “real” (esto es, decidir cómo y qué porcentaje de la tarifa real se va a diferir a ejercicios futuros). Cuando la tarifa nominal coincida con la real no existirá déficit. No obstante, se considera necesario insistir en que el consumidor realmente paga ya la tarifa real, aunque él no decida la parte que financia.

Cabe señalar que el pasado 12 de junio de 2008, en aplicación de lo establecido en la Orden PRE/2017/2007, de 6 de julio, por la que se regula el derecho de cobro correspondiente a la financiación del déficit ex ante de ingresos de las actividades reguladas, la Mesa de adjudicación de la Segunda Subasta del déficit ex ante, formada por representantes del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, la Dirección General del Tesoro y la propia Comisión Nacional de Energía, decidió adjudicar un importe total de 1.300 Millones de euros a un diferencial de 65 puntos básicos respecto del Euribor a 3 meses.

En el Cuadro 1 se resumen el importe reconocido y el importe pendiente de cobro a 31 de diciembre de 2008 de los déficit de las actividades reguladas registrados en los últimos años y las revisiones de los costes de generación extrapeninsular, si se considera el resultado de la liquidación 14/2007.

Cabe señalar que, de acuerdo con lo establecido en la memoria que acompaña a la propuesta de Orden, se han considerado 4.831 Millones de euros como déficit de las

actividades reguladas previsto para el ejercicio 2008. Este importe no tiene descontado el efecto de la devolución de CO<sub>2</sub>. En el cálculo del importe pendiente a 31 de diciembre de 2008, se ha considerado una estimación orientativa del efecto de la minoración en concepto de devolución de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> asignados gratuitamente. Igualmente, es necesario señalar que está pendiente la liquidación de los CTCs a la fecha de su cancelación el 30 de junio de 2006.

**Cuadro 1. Déficit reconocidos**

Mínimo	Importe (Miles de €)	
	Importe reconocido	Importe pendiente a 31 diciembre de 2008 (P)
Peninsular 00 - 02	1.522.332	420.702
Extrapesinsular 00- 02 (1)	387.805	265.618
Extrapesinsular 03- 05 (1)	533.409	472.102
Peninsular 05	3.830.447	3.496.896
Peninsular 06 (2)	2.047.961	1.830.972
Peninsular 07 (3)	1.223.589	1.207.503
Peninsular 08 ("Ex-ante") (4)	4.831.974	3.274.483
<b>TOTAL</b>	<b>14.377.517</b>	<b>10.968.277</b>

Fuentes: CNE, Reales Decretos de tarifas y Memoria que acompaña a la propuesta de Orden  
Notas:

- (1) Importe reconocido a 31 de diciembre de 2005.
- (2) Importe provisional calculado por la CNE de acuerdo con lo establecido en la Orden ITC/3315/2007.
- (3) Liquidación 14/2007.
- (4) Déficit ex ante reconocido de acuerdo con la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden y estimación orientativa del importe pendiente de compensación considerando lo establecido en la propuesta de Orden y el Real Decreto-Ley 11/2007.

Se observa que el importe pendiente a 31 de diciembre de 2008 alcanzará los 10.968.277 miles de €, lo que supone que de media cada consumidor eléctrico deberá la cantidad de 437 euros.

Asimismo, esta Comisión considera importante señalar el incumplimiento de la revisión trimestral correspondiente al mes de abril que el Gobierno debería haber realizado de

acuerdo con lo establecido en el artículo 1 del Real Decreto 1634/2006. Ello ha tenido como consecuencia inmediata el incumplimiento de la revisión trimestral establecida en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial de las tarifas y primas del régimen especial para las instalaciones de los subgrupos a.1.1 y a.1.2 (cogeneraciones que utilicen gas natural, gasóleo, fuel oil o GLP), del grupo c.2 (instalaciones de residuos) y para las acogidas a la disposición transitoria segunda (instalaciones para el tratamiento y reducción de residuos).

Por otro lado, cabe decir que la revisión de tarifas que el MITYC plantea en esta propuesta supone cambios importantes en la estructura y operativa de las tarifas. En este sentido, esta Comisión recuerda que, con el calendario actual, las tarifas integrales desaparecerán el próximo 1 de enero de 2009, momento en el que aparecerán las tarifas de último recurso. Parecería por tanto razonable que sólo se llevaran a cabo cambios profundos ahora si éstos tienen relación con el nuevo escenario que se plantea en el futuro próximo.

Finalmente, esta Comisión considera necesario hacer constar una vez más que para el cumplimiento de la función que la Ley confiere a esta Comisión, es necesario disponer del tiempo suficiente que permita informar adecuadamente sobre la propuesta de revisión tarifaria. Asimismo, para que el contenido del informe realizado por la Comisión pueda ser examinado y considerado en la Orden de tarifas, se debería contar con un plazo de tiempo suficiente desde su aprobación por el Consejo de Administración de esta Comisión y su envío al Ministerio, hasta la publicación del RD de tarifas en el B.O.E.

En relación con lo anterior, se considera igualmente importante señalar que de acuerdo con lo establecido en el apartado primero del artículo 6 del Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de Energía, el procedimiento de tramitación de urgencia, por el cual se reducen los plazos a la mitad debe emplearse por razones de probada excepcionalidad y no ser el procedimiento habitual de tramitación empleado por el MITYC para los informes sobre revisiones tarifarias.

El día 23 de junio de 2008 se celebró el Consejo Consultivo de Electricidad. Se acompañan, como Anexo I del presente informe, las alegaciones presentadas por escrito de los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad, algunas de las cuales han sido incorporadas en el informe de la CNE.

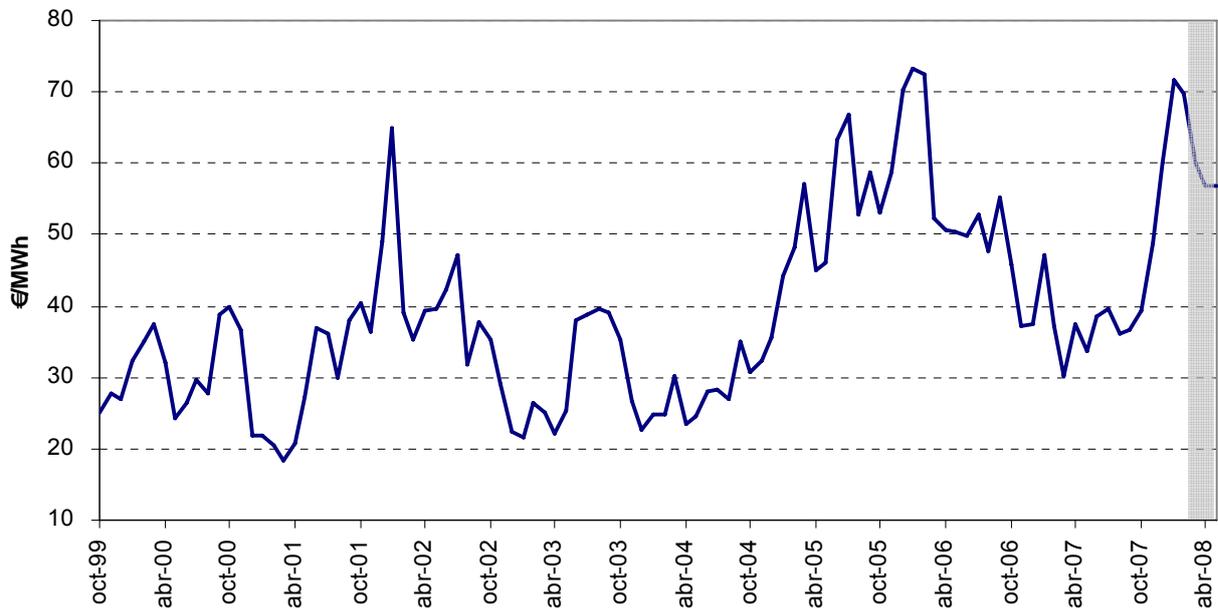
## **2 CONSIDERACIONES SOBRE LOS COSTES**

### ***2.1 Precio de adquisición de la energía por la distribuidora***

La propuesta de Orden ministerial se fundamenta en una estimación del precio medio de generación previsto para el segundo semestre de 2008 que asciende a 61,10 €/MWh. Dicha cifra se corresponde con la estimada por esta Comisión en el escenario inferior de la Propuesta de revisión de la tarifa eléctrica a partir del 1 de julio de 2008, de 12 de Mayo.

El MITYC ha optado por este escenario al considerar el reciente comportamiento a la baja que han registrado los precios medios ponderados en el mercado diario de OMEL. En el Gráfico 1 se puede apreciar que, efectivamente, los precios registrados durante el mes de mayo se han situado por debajo de los 60 €/MWh.

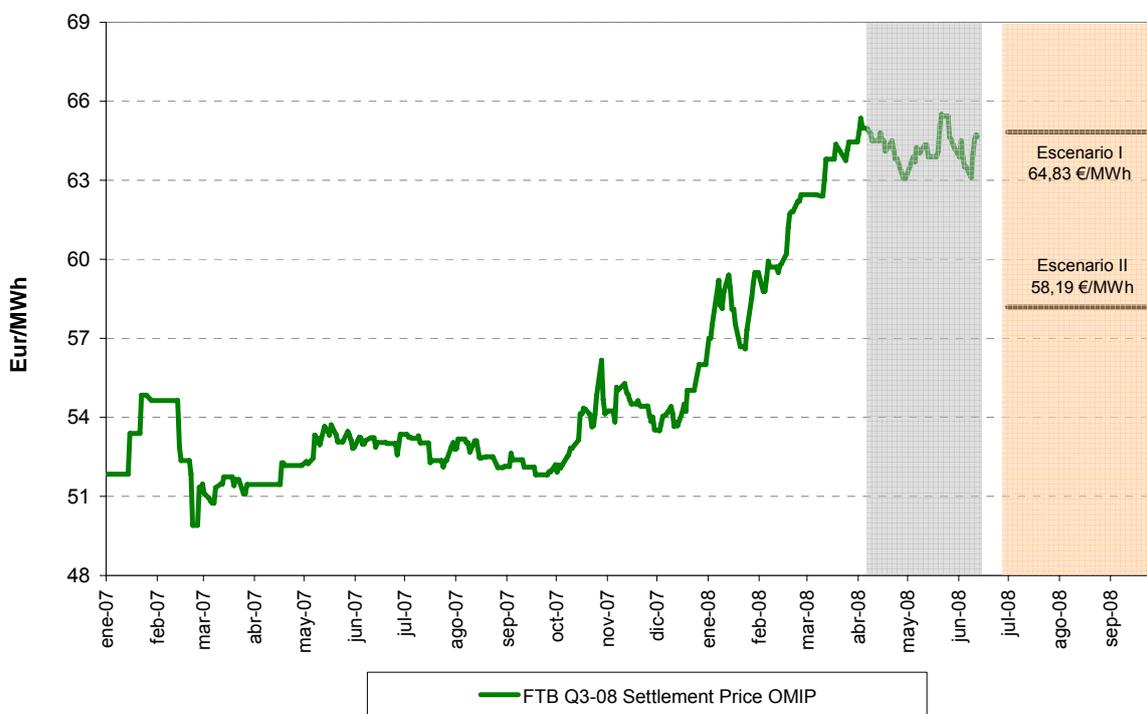
**Gráfico 1. Precio medio ponderado en el mercado diario (octubre 1999 – mayo 2008)**



Fuente: OMEL.

Por lo que respecta a los contratos de futuros negociados en el mercado a plazo de OMIP, debe señalarse que el precio del contrato trimestral con entrega en el tercer trimestre de 2008 (FTB Q3-08) se ha situado en el entorno de los 64 €/MWh durante la primera quincena del mes de junio (el precio medio durante ese periodo ha sido 64,02 €/MWh). Ver Gráfico 2.

**Gráfico 2. Evolución del precio de referencia del contrato a plazo trimestral  
 FTB Q3-08 en OMIP (enero 2007 – junio 2008)**



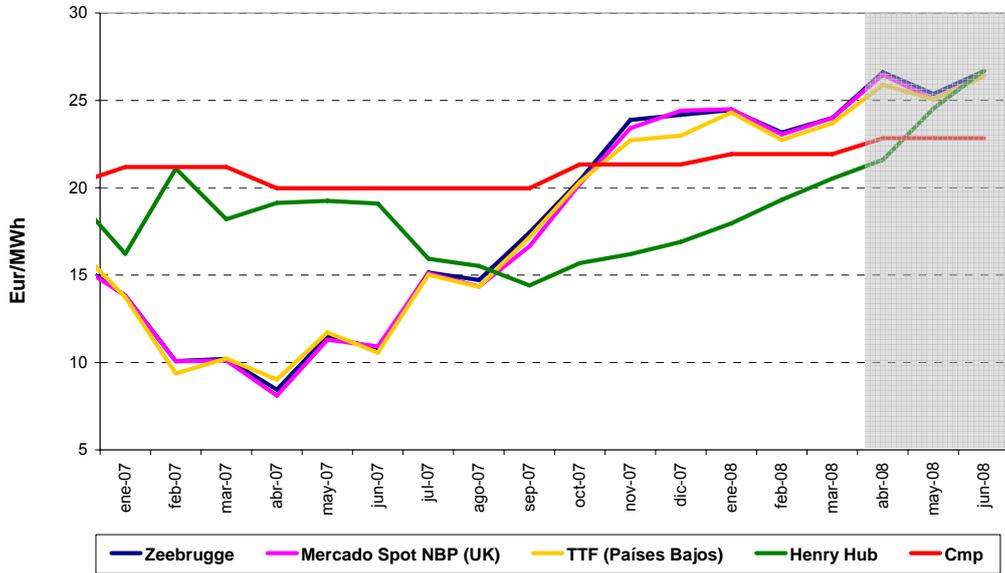
Fuente: OMIP.

Nota: El precio medio del Escenario I (66,14 €/MWh) del informe de la CNE de fecha 12 de mayo se basa en una estimación del precio del contrato FTB Q3-08 de 64,83 €/MWh. Análogamente, el precio medio del contrato FTB Q3-08 implícitamente considerado en el Escenario II (61,10 €/MWh) es de 58,19 €/MWh.

Por tanto, las últimas cotizaciones disponibles para el contrato FTB Q3-08 se sitúan en niveles próximos al escenario superior (Escenario I) de precios previstos por esta Comisión en su documento de Propuesta.

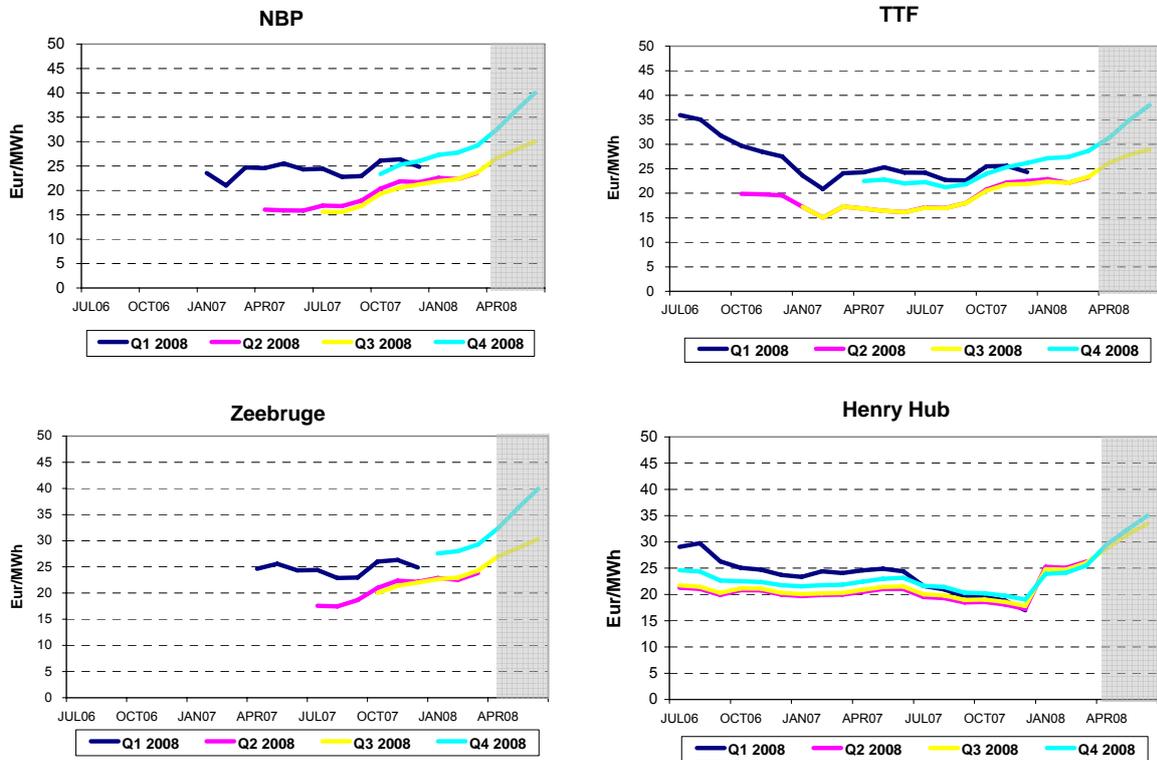
Respecto a la evolución reciente de los precios al contado y a plazo de las principales materias primas empleadas en la actividad de generación de parte de la energía eléctrica (gas natural, petróleo y carbón) (que se sitúa entorno a un 40% del total), así como los contratos a futuro sobre derechos de emisión, se puede constatar, en todos los casos, una escalada de sus precios que seguiría avalando la idoneidad del escenario superior frente al escenario considerado por el MITYC en la propuesta de Orden.

**Gráfico 3. Precios spot (€/MWh) del gas natural (enero 2007 – junio 2008)**



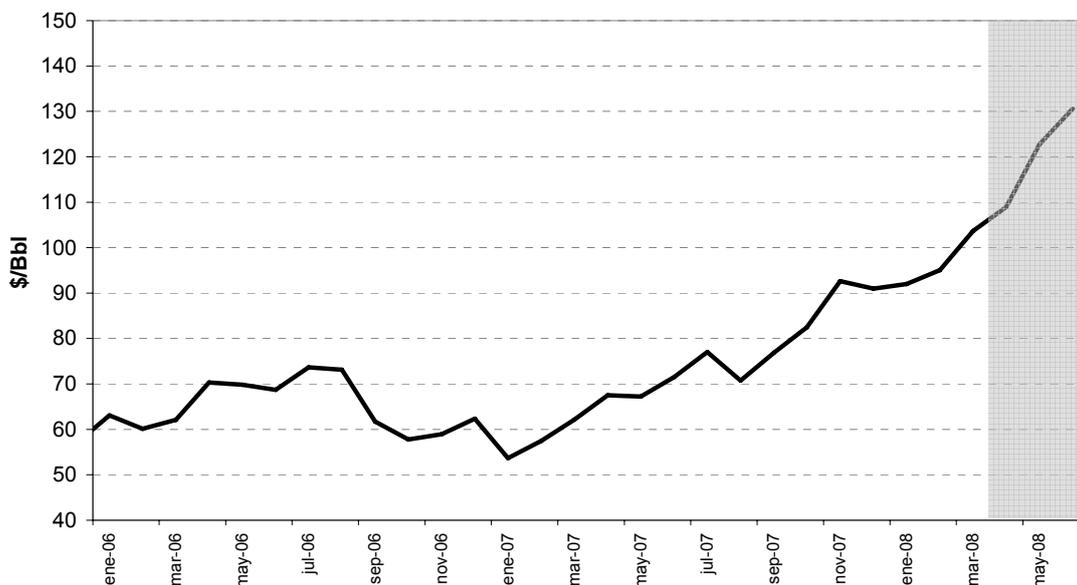
Fuente: Platts, World gas Intelligence y Órdenes ITC.

**Gráfico 4. Contratos a plazo de gas natural en los mercados internacionales**



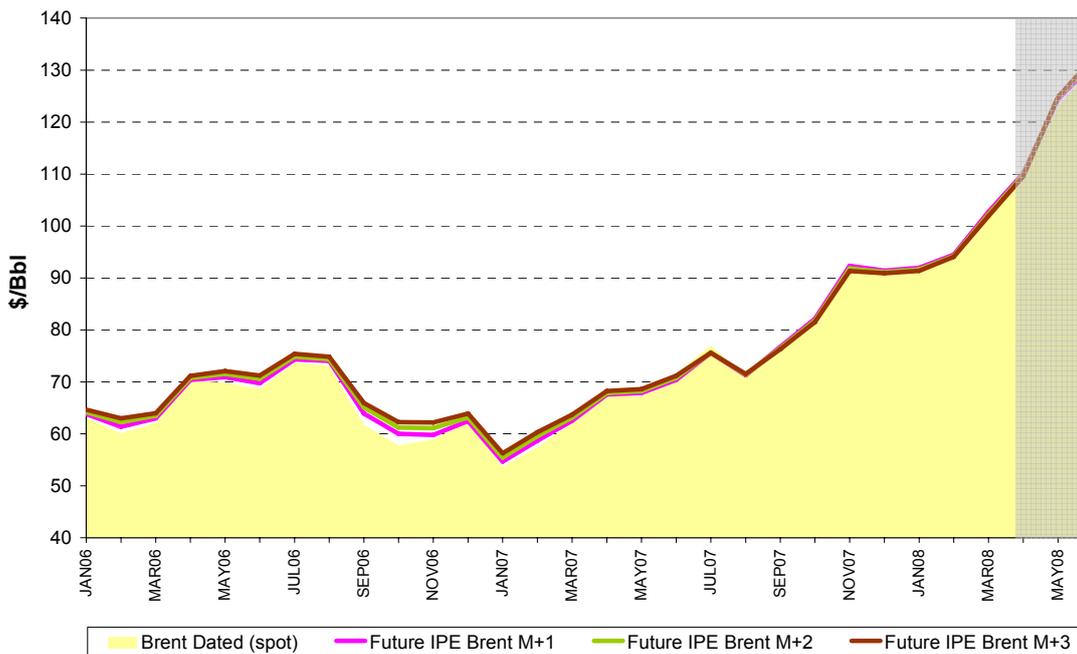
Fuente: Platts.

**Gráfico 5. Precios spot del crudo Brent (enero 2006 – junio 2008)**



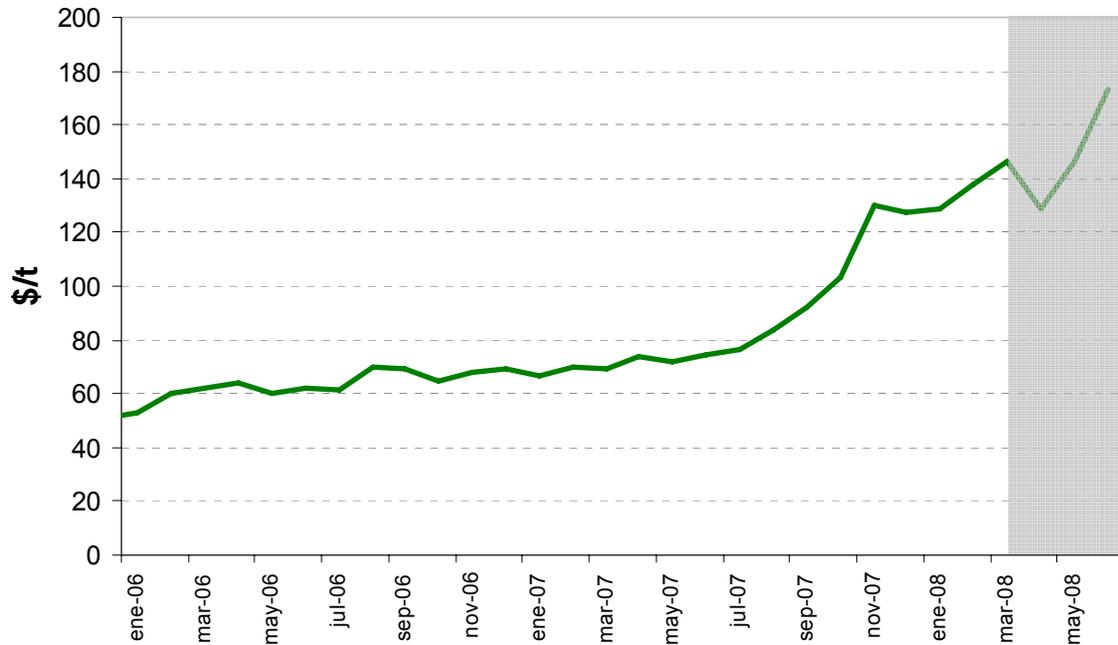
Fuente: Platts.

**Gráfico 6. Evolución del precio al contado vs evolución de la cotización del futuro sobre el crudo Brent con entrega a uno, dos y tres meses**



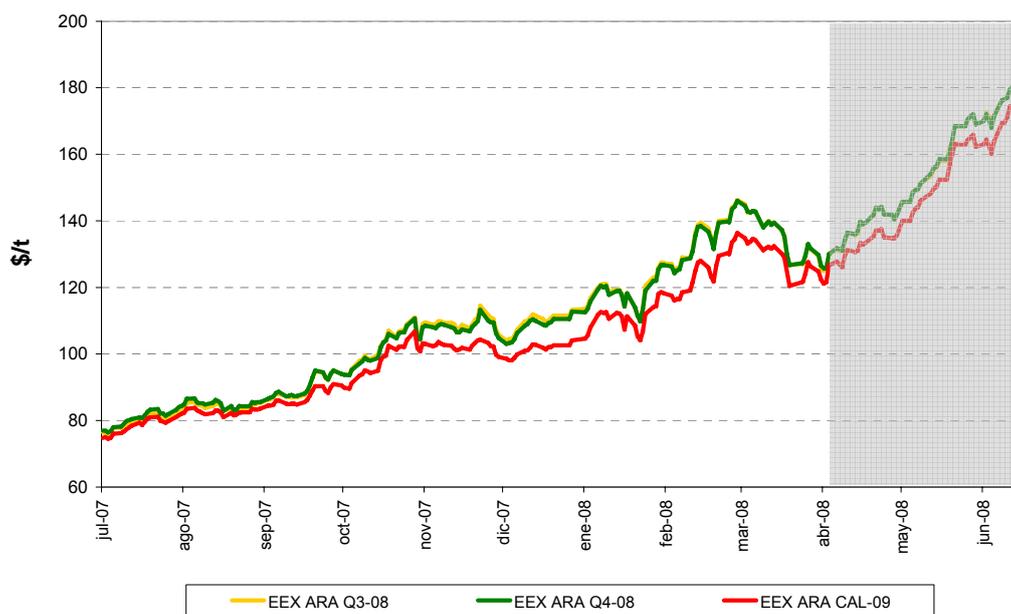
Fuente: IPE y Paws.

**Gráfico 7. Índice McCloskey Spot (enero 2006– junio 2008)**



Fuente: Federación Nacional de Empresarios de Minas de Carbón (Carbunion).

**Gráfico 8. Cotización de los contratos a plazo del carbón en el European Energy Exchange (julio 2007 – junio 2008)**



Fuente: EEX

**Gráfico 9. Evolución de los precios a futuro correspondiente a 2008 de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> en el European Climate Exchange (enero 2007 – junio 2008)**



Fuente: ECX

Finalmente, cabe señalar que existen diferentes mecanismos de contratación a plazo mediante los cuales las distribuidoras, de forma obligatoria, adquieren energía para el suministro a tarifa. En particular, cabe destacar las subastas semanales de adquisición obligatoria de energía en el mercado de futuros del MIBEL y las subastas trimestrales CESUR. La existencia de dichos mecanismos de contratación a plazo lleva a que parte de la energía prevista para el suministro a tarifa en el tercer trimestre de 2008, ya haya sido adquirida por los distribuidores en dichas subastas, a un precio conocido actualmente. El resto de la energía necesaria para las distribuidoras será adquirida por éstas en el mercado spot.

En relación con la *contratación a plazo en el OMIP para el tercer trimestre* cabe señalar que la Orden ITC/1865/2007 establece que el volumen de energía total que deben adquirir los distribuidores a través de dichos contratos y con entrega en el tercer trimestre de 2008 asciende a 3.802 GWh. A fecha del presente informe están pendientes de celebrarse únicamente una subasta del contrato mensual con entrega en agosto (FTB M Ago-08) y una subasta del contrato mensual con entrega en septiembre

(FTB M Sep-08). Como consecuencia de ello, el volumen de energía con entrega en el tercer trimestre de 2008 que ya ha sido adquirido por los distribuidores en el OMIP a precio conocido asciende a 3.426 GWh.

El Cuadro 2 muestra para cada uno de los contratos negociados en OMIP con entrega en el tercer trimestre de 2008, el volumen de energía de adquisición obligatoria establecido en la Orden ITC/1865/2007, el volumen de energía adquirido, el precio medio y el coste total de adquisición (excluyendo las comisiones de participación en el mercado OMIP por las distribuidoras).

**Cuadro 2. Energía de adquisición obligatoria con entrega en el tercer trimestre de 2008 según la Orden ITC/1865/2007, volumen de energía adquirida (a 20 de mayo), precio medio y coste total.**

Contrato	Energía Comprometida (MWh) según Orden ITC/1865/2007	Energía Adquirida (MWh)	Precio Medio (€/MWh)	Coste (€)
FTB M Jul-08	764,832	764,832	68.13	52,108,004
FTB M Ago-08	573,624	382,416	62.12	23,755,682
FTB M Sep-08	185,040	0	-	-
FTB Q3-08	1,589,760	1,589,760	64.41	102,399,091
FTB YR-08	688,896	688,896	51.57	35,525,793
<b>Total</b>	<b>3,802,152</b>	<b>3,425,904</b>	<b>62.40</b>	<b>213,788,570</b>

Fuente: Orden ITC/1865/2007, OMIP-OMIClear, CNE

En relación a las *subastas CESUR*, en el Cuadro 3 se muestra el volumen de energía con entrega en el tercer trimestre de 2008 adquirido por los distribuidores en la cuarta y quinta subastas CESUR, así como el precio (en €/MWh) resultante en cada subasta (producto semestral de la cuarta subasta CESUR y productos trimestral y semestral en la quinta subasta CESUR) y el coste total de adquisición (en €). Se observa que el volumen de energía adquirido en las subastas CESUR con entrega en el tercer trimestre de 2008 asciende a 12.047 GWh a un precio medio de 64,44 €/MWh. El coste total de ése volumen de energía asciende a 776.314 miles de €.

**Cuadro 3. Resumen del volumen de energía (MWh) con entrega en el tercer trimestre de 2008 y precio (€/MWh) adquirido por los distribuidores españoles en la cuarta y quinta subasta CESUR.**

Periodo de entrega de la energía. Tercer trimestre de 2008 (Q3-08)	Potencia (MW)	Energía (MWh)	Precio (€/MWh)	Coste (€)
CESUR-4 (Prod. semestral)	3.080	6.800.640	63,73	433.404.787
CESUR-5 (Prod. trimestral)	1.584	3.497.472	65,15	227.860.301
CESUR-5 (Prod. Semestral)	792	1.748.736	65,79	115.049.341
<b>Total</b>	<b>5.456</b>	<b>12.046.848</b>	<b>64,44</b>	<b>776.314.429</b>

Fuente: CNE

Teniendo en cuenta lo anterior, cabe señalar que el 49% de la energía prevista para el suministro a tarifa del tercer trimestre de 2008 corresponde a contratación a plazo ya comprometida cuyo precio es conocido. El resto, el 51% de la energía del tercer trimestre, será adquirido por las distribuidoras en el mercado spot.

En el Cuadro 4 se actualiza el precio de adquisición de la energía estimado para el suministro a clientes a tarifa integral correspondiente al tercer trimestre de 2008 teniendo en cuenta la última información disponible.

Cabe señalar que la energía prevista en el mercado al contado para el tercer trimestre se ha calculado como la diferencia entre la suma de las curvas de carga (horarias) previstas por las distribuidoras para el tercer trimestre de 2008 menos lo adquirido vía CESUR y OMIP. El precio de esta energía resulta de considerar la media de las cotizaciones del contrato FTB Q3-08 durante el mes de junio (64,36 €/MWh) con un factor de ajuste del 4,32<sup>2</sup>% resultante de comparar el precio medio de carga base y el precio medio ponderado de los clientes que permanecen en tarifa integral durante el tercer trimestre del 2008, considerando el perfil de precios de mercado registrados durante el tercer trimestre de 2007. De acuerdo con estas hipótesis, se obtiene que el coste medio del mercado diario previsto para el tercer trimestre de 2008 asciende a 67,04 €/MWh,

<sup>2</sup> Factor de apuntamiento obtenido de valorar el precio medio ponderado respecto a la media aritmética. Para calcular la media de precios ponderada se calcula dicho valor con las curvas de carga previstas por las distribuidoras para el tercer trimestre (eliminando la energía comprometida a plazo) y valoradas a precios de 2007.

El precio medio del generación de clientes a tarifa integral previsto para el tercer trimestre de 2008 asciende a 65,55 €/MWh, cifra un 7,3% superior al precio del mercado diario previsto para el segundo semestre de 2008 según la propuesta de Orden (61,1 €/MWh), y un 0,9% inferior al precio medio propuesto en el informe de la CNE (66,14 €/MWh).

**Cuadro 4. Escenario acorde con valores de FTB OMIP para el Q3-08 del coste de adquisición de clientes a tarifa integral en el 3er trimestre 2008**

Mercado	Energía (GWh)	Precio (€/MWh)	Coste (Miles de €)
CESUR	12.046,85	64,44	776.314
OMIP	3.425,90	62,4	213.789
OMEL (Previsión)	16.310,25	67,04	1.093.374
<b>TOTAL</b>	<b>31.783,00</b>	<b>65,55</b>	<b>2.083.477</b>

Fuente: OMIP, OMEL y CNE.

## 2.2 Costes de acceso

En el Cuadro 5 se recoge el escandallo de costes considerado por la CNE en la propuesta de revisión de la tarifa integral a partir del 1 de julio y el considerado por el MITYC de acuerdo con la información que acompaña a la propuesta de Orden.

**Cuadro 5. Escandallo de costes de acceso CNE y MITYC correspondiente a 2008**

Coste de acceso (Miles €)	Escandallo CNE (Orden ITC/3860/2007) (A)	Escandallo MITYC (propuesta Orden) (B)	Diferencias (A) - (B)
<b>Transporte (1)</b>	<b>1.175.860</b>	<b>1.170.557</b>	<b>5.303</b>
Peninsular	1.104.125	1.098.822	5.303
REE	1.022.683	1.022.683	-
Otras empresas	81.442	76.139	5.303
Extrapeninsulares	118.485	118.485	-
Ingresos por exportaciones	- 46.750	- 46.750	-
<b>Distribución (2)</b>	<b>4.421.077</b>	<b>4.695.371</b>	<b>- 274.294</b>
Distribución peninsular	3.757.018	3.756.723	295
Distribución extrapeninsular	298.159	298.113	46
Margen distribuidores DT11 <sup>a</sup>	-	274.635	- 274.635
Plan de ahorro y eficiencia energética	275.900	275.900	-
Calidad de servicio	90.000	90.000	-
<b>Gestión Comercial (3)</b>	<b>62.428</b>	<b>62.528</b>	<b>- 100</b>
Peninsular	58.466	58.560	- 94
Extrapeninsular	3.962	3.968	- 6
<b>Costes de diversificación y seguridad de abastecimiento</b>	<b>2.907.348</b>	<b>2.756.736</b>	<b>150.612</b>
Moratoria Nuclear (4)	2.392	3.877	- 1.485
2ª parte del ciclo de combustible nuclear	60.920	60.920	-
Interrumpibilidad y Régimen especial	14.800	14.800	-
Prima del Régimen Especial (5)	2.356.146	2.204.050	152.096
Incentivo al consumo de carbón autóctono	93.089	93.089	-
Servicios de gestión de la demanda (6)	380.000	380.000	-
<b>Costes permanentes</b>	<b>2.861.962</b>	<b>2.872.318</b>	<b>- 10.356</b>
Compensación extrapeninsulares	1.151.620	1.202.657	- 51.037
Operador del Sistema	36.781	36.781	-
Operador del Mercado	10.753	10.753	-
CNE	15.540	15.540	-
ELCOGÁS	75.561	75.561	-
Déficit actividades reguladas	1.571.707	1.531.026	40.681
Déficit peninsulares (7)	1.380.415	1.339.734	40.681
Déficit extrapeninsular	191.292	191.292	-
<b>Total Acceso</b>	<b>11.428.674</b>	<b>11.557.510</b>	<b>- 128.836</b>

Fuente: CNE y propuesta de Orden

Notas:

- (1) Se resta del coste de transporte los ingresos previstos por exportaciones (46.750 Miles euros).
- (2) En el escenario CNE se excluye el Margen de los distribuidores acogidos a la DT11<sup>a</sup> de la Ley ya que no supone ni un coste ni un ingreso para el sistema.
- (3) Se imputa un 20% del Coste de Gestión Comercial establecido en el RD 222/2008, imputándose el 80% restante a la tarifa integral.
- (4) En el escenario CNE se incluye la moratoria nuclear sobre el coste de acceso.
- (5) La Prima R.E. se calcula como la diferencia entre el coste del RE y el precio final del mercado.
- (6) Se incluye el coste del servicio de gestión de la demanda aportado por los consumidores en el mercado.
- (7) Se han actualizado las anualidades correspondientes al déficit 2007 y el déficit reconocido ex ante para 2008.

Cabe señalar que el escandallo de costes de acceso para 2008 considerado por el MITYC supera en 128.386 Miles de euros al considerado por considerado por la CNE. La diferencia se explica fundamentalmente en que el escandallo de costes del MITYC incluye el margen de los distribuidores acogidos a la Disposición transitoria undécima

de la Ley 54/1997 (274.635 miles de euros), la revisión del coste de la compensación extrapeninsular (aumenta 51 Millones de euros respecto al previsto en enero) y la revisión del coste de las primas e incentivos del régimen especial (disminuye 152 Millones de euros respecto a la cifra considerada en enero). De acuerdo con la información que acompaña a la propuesta de Orden, la revisión de estos componentes de coste se debe a la actualización del precio de la generación.

Finalmente, se constata que los costes correspondientes a las actividades de transporte, distribución y gestión comercial difieren de las consideradas en el escandalo de costes de acceso a la CNE, porque el MITYC no ha tenido en cuenta la corrección de errores de la Orden ITC/3860/2007 y las modificaciones introducidas en el Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica.

### **2.2.1 Déficit de actividades reguladas 2007**

El Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica a partir del 1 de enero de 2007, reconoce ex ante un déficit de ingresos de las liquidaciones de las actividades reguladas de 750 millones de euros correspondiente al primer trimestre de 2007 y, asimismo, establece que en los reales decretos posteriores por los que se modifiquen las tarifas eléctricas se reconocerá ex ante un déficit de ingresos en las liquidaciones de las actividades reguladas, en cuyo cálculo se tendrá en cuenta el déficit o superávit de trimestres anteriores.

El punto décimo del artículo 1 de la Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008 establece que la anualidad para 2008 que resulta para recuperar el valor actual del desajuste de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas, generado entre el 1 de enero de 2007 y el 31 de diciembre de 2007, se fija en 67.950 miles de euros. Asimismo establece que la citada cantidad es provisional y podrá ser objeto de modificación cuando se conozcan los resultados de las subastas establecidas mediante real decreto a lo largo de dicho año.

El pasado 12 de junio de 2008, en aplicación de lo establecido en la Orden ITC/694/2008, de 7 de marzo, por la que se regula el derecho de cobro correspondiente a la financiación del déficit ex ante de ingresos de las liquidaciones de las actividades reguladas y su procedimiento de subasta, la Mesa de adjudicación de la Segunda Subasta del déficit ex ante, formada por representantes del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, la Dirección General del Tesoro y la propia Comisión Nacional de Energía, adjudicó un importe total de 1.300 Millones de euros a un diferencial de 65 puntos básicos respecto del Euribor a 3 meses.

De acuerdo con la Liquidación 14/2007 la cantidad a reconocer en concepto de déficit de las actividades reguladas a 31 de diciembre de 2007, asciende a 1.223 Millones de euros (véase Cuadro 6).

**Cuadro 6. Liquidación de las actividades reguladas 14/2007**

CONCEPTO	Liquidación nº 14 2007		Previsión Liquidación actividades reguladas		Diferencia absoluta	
	GWh	miles €	GWh	miles €	GWh	miles €
Ingresos por facturación de clientes a tarifa	184.400	16.768.059	174.664	15.826.519	9.736	941.540
Ingresos por facturación de tarifas de acceso	72.328	1.645.134	80.807	1.784.059	-8.479	-138.925
Ingresos facturados por régimen especial		360.366				
<b>TOTAL INGRESOS BRUTOS</b>	<b>256.728</b>	<b>18.773.559</b>	<b>255.471</b>	<b>17.610.578</b>	<b>1.257</b>	<b>1.162.981</b>
<b>CUOTAS</b>		<b>1.590.417</b>		<b>1.711.343</b>		<b>-120.926</b>
Compensación insulares y extrapeninsulares		1.118.309		1.226.722		-108.413
Operador del Sistema		34.715		35.643		-928
Operador del Mercado		10.222		10.492		-270
Tasa de la Comisión Nacional de Energía		14.369		14.506		-137
Moratoria nuclear (sobre los ingresos regulados)		3.630		3.522		108
Fondo para la financiación de activid. Plan General Residuos Radiactivos		50.625		52.016		-1.391
Costes de la compensación por interrumpibilidad y régimen especial		14.452		14.854		-402
Recargo para recuperar el déficit de ingresos generado en el 2005		344.095		353.588		-9.493
<b>TOTAL INGRESOS NETOS</b>		<b>17.183.142</b>		<b>15.899.235</b>		<b>1.283.907</b>
Coste energía en el mercado cons. a tarifa	197.435	9.429.178	174.664	11.226.821	22.771	-1.797.643
Coste energía adquirida al régimen especial		2.827.885		1.664.412		1.163.473
<b>TOTAL COSTE ENERGIA</b>	<b>197.435</b>	<b>12.257.063</b>	<b>174.664</b>	<b>12.891.233</b>	<b>22.771</b>	<b>-634.170</b>
<b>IMPORTE A LIQUIDAR ACTIVIDADES Y COSTES REGULADOS</b>		<b>4.926.079</b>		<b>3.008.002</b>		<b>1.918.077</b>
Transporte		1.089.773		1.089.773		0
Distribución y Gestión Comercial		4.160.494		4.160.494		0
Calidad del servicio		90.000		90.000		0
Plan estrategia de ahorro y eficiencia energética 2004-2012		176.760		176.760		0
Desajuste de ingresos anterior a 2003		219.602		219.602		0
Desajuste de ingresos año 2006		173.122		173.122		0
Desajuste ingresos revisión generación insular y extrap. anterior a 2003		11.854		11.854		0
Desajuste ingresos revisión generac. insular y extrap. enero 2001-dic 2005		80.653		80.653		0
Plan viabilidad de Elcogas, S.A. (Pago a cuenta) / Plan Financ.		75.561		25.000		50.561
Incentivo al uso del carbón autóctono		79.800		79.800		0
Diferencias		-1.231.540		-3.099.056		1.867.516
<b>Déficit / Superávit (1)</b>		<b>-1.223.589</b>		<b>-3.099.056</b>		<b>1.875.467</b>

Fuente: Liquidación 14/2007

Considerando el déficit acumulado hasta la liquidación 14/2007, junto con los intereses a reconocer a los generadores en función de lo previsto en la Disposición transitoria octava del Real Decreto 1634/2006, minorados por los ingresos que han percibido durante 2008 en concepto de financiación del déficit 2007, y teniendo en cuenta que la anualidad que han de percibir los adjudicatarios de la subasta comienza a devengarse a partir del 1 julio, la anualidad resultante para el año 2008 para recuperar el déficit correspondiente a 2007 asciende a 83.649 miles de euros, cantidad superior en 15.699 miles de euros a la considerada en la Orden ITC/3860/2007 (véase Cuadro 7).

**Cuadro 7. Anualidad 2008 correspondiente a la financiación del déficit 2007.**

<b>1.- Liquidación de las actividades reguladas. Año 2007</b>			
A	Déficit financiado por los generadores (Liquidación 14/2007)	1.223.588,89	Miles de €
B	Intereses reconocidos a los generadores	38.570,65	Miles de €
C	Cantidades percibidas durante 2008 por los generadores	<b>17.723,63</b>	<b>Miles de €</b>
<b>A + B - C</b>	<b>Déficit a financiar correspondiente al ejercicio 2007</b>	<b>1.244.435,92</b>	<b>Miles de €</b>
<b>2.- Subasta del déficit ex - ante</b>			
E	Cantidad adjudicada	<b>1.300.000,00</b>	<b>Miles de €</b>
C	Cantidad destinada a financiar déficit año 2007	1.244.435,92	Miles de €
E - C	Cantidad destinada a financiar déficit año 2008	55.564,08	Miles de €
F	Tipo de Interés (Euribor + 0,65)	<b>5,353</b>	<b>%</b>
<b>3.- Anualidad destinada en el ejercicio 2008 a pagar a los adjudicatarios de la subasta</b>			
E	Anualidad total	<b>68.869,08</b>	<b>Miles de €</b>
E <sub>1</sub>	Anualidad destinada a financiar déficit año 2007	65.925,48	Miles de €
E <sub>2</sub>	Anualidad destinada a financiar déficit año 2008	2.943,60	Miles de €
<b>4.- Anualidad destinada en el ejercicio 2008 a pagar el déficit de las actividades reguladas del ejercicio 2007</b>			
<b>C + E<sub>1</sub></b>	<b>Anualidad total</b>	<b>83.649,11</b>	<b>Miles de €</b>
C	Cantidades percibidas durante 2008 por los generadores	17.723,63	Miles de €
E <sub>1</sub>	Anualidad destinada al pago de la subasta	65.925,48	Miles de €

Fuente: CNE

En consecuencia, se propone que la Orden que establezca la tarifa eléctrica a partir del 1 de julio de 2008 actualice la anualidad para 2008 que resulta para recuperar el valor actual del desajuste de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas, generado entre el 1 de enero de 2007 y el 31 de diciembre de 2007, fijándola en 83.649 miles de euros.

Asimismo, se propone que dicha cifra se descomponga en 17.723 miles de euros por las cantidades percibidas por los generadores por este concepto y de 65.925 miles de euros por el importe adeudado a los adjudicatarios de la subasta correspondiente a la devolución del principal más los intereses en el periodo comprendido entre el 1 de julio y el 31 de diciembre de 2008.

### **2.2.2 Déficit ex ante**

La Orden ITC/3860/2007 reconoció, en el artículo 1 punto 11, la existencia *ex ante* de un déficit de ingresos en la liquidación de actividades reguladas que se generará entre el 1 de enero y el 31 de marzo de 2008 de 1.200 Millones de euros. La cantidad prevista para el conjunto del año, de acuerdo con la información que acompaña a la propuesta de Orden asciende aproximadamente a 4.800 Millones de euros, antes del descuento de derechos de emisión.

Como ya se indicó en el Informe 34/2007, aunque en el escandallo de costes se incorporó la anualidad provisional resultante para 2008 para recuperar el déficit de ingresos reconocido ex ante, ésta no fue incorporada en la Orden ITC/3860/2007, lo que dio lugar a una inconsistencia ya que al no incorporar el déficit reconocido ex ante para 2008, éste se veía disminuido en la anualidad prevista<sup>3</sup> (446.558 miles de euros de acuerdo con la información que acompañó a la propuesta de Orden), si bien en un

---

<sup>3</sup> Véanse epígrafes 3.3.4 y 5.7.6 del Informe 34/2007 de la CNE sobre la propuesta de orden por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008.

desarrollo normativo<sup>4</sup> posterior se reconoce que el derecho de cobro y abono tienen la consideración de coste liquidable del sistema.

En consecuencia, esta Comisión propone incorporar 473.466,48 miles euros en concepto de anualidad provisional para recuperar el déficit ex ante de actividades reguladas que se generará entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2008. Cabe señalar que esta anualidad se incrementa en cerca de 27 Millones de euros respecto de la considerada en diciembre (446.558 miles de euros) como consecuencia de actualizar el cálculo considerando el Euribor a tres meses correspondiente al mes de noviembre de 2007 (4,703%) y el diferencial resultante de la subasta del déficit reconocido ex ante celebrada el pasado 12 de junio de 2008 (0,65%).

### **3 CONSIDERACIONES SOBRE LOS PRECIOS REGULADOS**

#### ***3.1 Principales cambios introducidos en la propuesta de Orden***

##### **3.1.1 Variaciones de las tarifas integrales**

La propuesta de Orden por la que se revisa la tarifa eléctrica a partir del 1 de julio de 2008 mantiene los valores de los términos de potencia, energía activa y reactiva de las tarifas de acceso e introduce las siguientes variaciones en las *tarifas integrales* respecto a las publicadas en la Orden ITC/3860/2007:

- Se incrementan los precios de los términos de energía de todas las tarifas de baja tensión y se mantienen los términos de potencia, resultando las variaciones del precio medio de las tarifas de los consumidores domésticos de baja tensión (con y sin discriminación horaria) entre el 5% y el 8,5% y una variación del precio medio del resto de suministros de baja tensión (pymes) de un 5,0%. Teniendo en cuenta la introducción de la tarifa social, el incremento en el precio medio de las tarifas de los consumidores de baja tensión es de un 5,62%.

---

<sup>4</sup> Orden ITC/694/2008, de 7 de marzo, por la que se regula el derecho de cobro correspondiente a la financiación del déficit ex ante de ingresos de las actividades reguladas y su procedimiento de subasta.

- El precio medio de la tarifa G.4 de alta tensión se incrementa en un 4,7%.
- La tarifa D experimenta un incremento en su término de energía del 19,04%.
- Se introduce una nueva tarifa denominada tarifa social de aplicación a consumos de primera vivienda con potencia contratada inferior a 3 kWh y que tengan instalado el ICP.

Adicionalmente, se exime del pago de la energía al consumo equivalente a un consumo promedio inferior a 25 kWh al bimestre y se baja el umbral a partir del cual se aplica un recargo sobre el exceso de consumo de 1.100 kWh a 1.000 kWh al bimestre, al mismo tiempo que se incrementa el coste del recargo un 105%.

En el Cuadro 8 se muestran las variaciones en tarifas integrales en el año 2008. En primer lugar, se muestra la variación de las tarifas integrales establecida por la Orden ITC/3860/2007 respecto a los precios del Real Decreto 871/2007. En segundo lugar, la variación de las tarifas integrales de acuerdo con la información que acompaña a la propuesta de Orden de la que se emite el presente informe respecto a los precios de la Orden ITC/3860/2007 y por último, se compara con la variación de la propuesta de Orden respecto de la Orden ITC/3860/2007 y la variación acumulada del año 2008, según el escenario de previsión de la CNE.

La variación de precios de la propuesta de Orden respecto de la Orden ITC/3860/2007 según el escenario de la CNE tiene en cuenta además de las variaciones de precios, el efecto de la implantación de la tarifa social, la exención de pagar el término de energía por el consumo equivalente a 25 kWh al bimestre y el efecto del recargo sobre el consumo que excede 1.000 kWh al bimestre.

Cabe señalar que para calcular el efecto de la implantación de la tarifa social se ha estimado los clientes que podrían acogerse a dicha tarifa y se ha comparado la facturación media resultante de aplicar las tarifas de las que proceden (1.0, 2.0.1 y 2.0.2) y la tarifa social (véase epígrafe 3.1.3).

**Cuadro 8. Tasas de variación en términos nominales de las tarifas integrales. Año 2008**

			% Variación Orden ITC/3860/2007 sobre RD 871/2007	% Variación según Propuesta Orden sobre Orden ITC/3860/2007	% Variación propuesta de Orden sobre Orden ITC/3860/2007 según escenario previsión CNE	% Variación acumulada durante 2008 según escenario de previsión CNE
<b>Tarifas de baja tensión</b>						
TS	Tarifa Social (1)	P < 3 kW	-	n.a.	-17,32%	-5,66%
Domésticos sin DHA (2)	1.0	P ≤ 1 kW	3,30%	5,00%	17,19%	12,11%
	2.0.1	1 kW < P ≤ 2,5 kW	3,30%	5,50%	6,13%	6,45%
	2.0.2	2,5 kW < P ≤ 5 kW	3,30%	7,33%	8,23%	7,53%
	2.0.3	5 kW < P ≤ 10 kW	3,30%	8,34%	11,49%	9,16%
	3.0.1	10 kW < P ≤ 15 kW	3,30%	5,00%	11,41%	8,99%
Domésticos con DHA (3)	2.0.1 DHA	1 kW < P ≤ 2,5 kW	3,30%	5,71%	0,52%	3,57%
	2.0.2 DHA	2,5 kW < P ≤ 5 kW	3,30%	7,51%	9,36%	8,13%
	2.0.3 DHA	5 kW < P ≤ 10 kW	3,30%	8,48%	13,03%	10,03%
	3.0.1 DHA	10 kW < P ≤ 15 kW	3,30%	5,00%	16,45%	11,80%
Pymes	3.0.2	P > 15 kW	3,30%	5,00%	5,65%	6,22%
<b>Total Baja Tensión</b>			<b>3,30%</b>	<b>5,62%</b>	<b>7,54%</b>	<b>7,16%</b>
<b>Tarifas de alta tensión</b>						
Tarifas generales			3,30%	n.a.	n.a.	n.a.
Tarifas Riegos			3,30%	n.a.	n.a.	n.a.
Tarifa horaria de potencia			3,30%	n.a.	n.a.	n.a.
G.4			3,30%	4,70%	4,69%	5,72%
Tarifas D (DT 11ª Ley 54/1997) (4)			5,43%	19,04%	17,04%	14,41%
<b>Total Alta Tensión (5)</b>			<b>4,42%</b>	<b>n.d</b>	<b>11,28%</b>	<b>10,31%</b>
<b>Promedio Tarifa Integral (5)</b>			<b>3,36%</b>	<b>5,60%</b>	<b>7,72%</b>	<b>7,31%</b>

Fuentes: CNE, Real Decreto 871/2007, Orden ITC/3860/2007 y propuesta de Orden.

Notas:

- (1) La variación de la tarifa social se obtiene como resultado de comparar para el conjunto de clientes que se estima podrían acogerse a la tarifa social de acuerdo con el escenario de previsión de la CNE, la facturación a las tarifas de las que proceden (esto es, 1.0, 2.0.1 y 2.0.2) y la tarifa social.
- (2) Incluye el efecto de exención del consumo inferior a 25 kWh por bimestre y el recargo sobre el consumo que excede 1.000 kWh al bimestre. Excluye el consumo que se acoge a la tarifa social.
- (3) Incluye los consumidores acogidos a la tarifa 2.0 N durante el primer semestre de 2008.
- (4) Variación correspondiente al término de energía de la tarifa D. La información que acompaña a la propuesta de Orden no especifica la variación en términos de facturación media para este colectivo.
- (5) La variación total de las tarifas de alta tensión y del promedio de tarifa integral sin considerar las tarifas generales de alta tensión, la tarifa horaria de potencia y las tarifas de riegos agrícolas de alta tensión.

En términos acumulados, esto es, teniendo en cuenta el efecto conjunto de las variaciones en las tarifas integrales de baja tensión introducidas en la Orden ITC/3860/2007 y en la propuesta de Orden durante el año 2008, según el escenario de previsión de la CNE, las tarifas con potencia contratada inferior a 15 kW sin discriminación horaria experimentan aumentos comprendidos entre el 6,5% y el 12,1%, las tarifas con potencia contratada inferior a 15 kW con discriminación horaria aumentan entre un 3,5% y un 11,8%. La tarifa de baja tensión con potencia contratada superior a 15 kW (3.0.2) aumenta un 6,2%, lo que supone un aumento medio acumulado de las tarifas integrales de baja tensión del 7,1%.

En cuanto a las tarifas de alta tensión, la tarifa G.4 aumenta un 5,7% y la tarifa D de distribuidores un 14,4% respecto de las establecidas en la Orden ITC/3860/2007, lo que supone una variación acumulada de un 10,3%.

En conclusión, el incremento acumulado promedio en las tarifas integrales en el 2008, como consecuencia de las variaciones introducidas en la Orden ITC/3860/2007 y en la propuesta de Orden, asciende a 7,3%, sin considerar la supresión de tarifas de alta tensión, lo que difiere del contenido de la memoria económica remitida por el gobierno.

### **3.1.2 Diferenciación del término de energía por volumen de consumo**

La propuesta de Orden modifica las condiciones de facturación aplicables a las tarifas de baja tensión sin discriminación horaria. En particular establece que:

- La energía correspondiente al consumo promedio diario equivalente hasta 25 kWh en un bimestre no se facturará.
- Cuando la energía consumida por encima del consumo promedio diario sea superior al equivalente a 1.000 kWh en un bimestre, a la energía consumida por encima de dicha cuantía se le aplicará un recargo de 0,027403 €/kWh en el exceso consumido.

Hasta la fecha, de acuerdo con lo establecido en la Orden ITC/3860/2007, las tarifas 2.0.X y 3.0.1 sin discriminación horaria cuyo consumo promedio diario sea superior al

equivalente a 1.100 kWh en un bimestre, se le aplicaba un recargo por la energía consumida por encima de dicha cuantía calculado multiplicando el exceso consumido por 0,0134 €/kWh.

Cabe señalar que la propuesta de Orden reduce el límite superior de aplicación del recargo desde los 1.100 kWh en un bimestre hasta los 1.000 kWh en un bimestre e incrementa el precio del recargo en un 105%, hasta alcanzar el 25% de la tarifa 2.0.1. No obstante, el efecto de esta medida sobre los consumidores cuyo consumo bimestral supera los 1.000 kWh es compensado parcialmente por la exención de los primeros 25 kWh bimestrales que se consuman.

La introducción de recargos sobre el consumo que excede un cierto límite fue establecida por primera vez en el Real Decreto 1556/2005, de 23 de diciembre, por el que se establecía la tarifa eléctrica para 2006. Como se señaló en el Informe 24/2005 sobre la misma, si bien las medidas introducidas pretenden dar una señal positiva de ahorro energético a los consumidores domésticos, se considera discutible su aplicación en los términos que incluye la propuesta de Orden. Esto es debido, fundamentalmente, a que dicha medida se aplica a los consumidores domésticos a partir de unos umbrales de consumo que no han sido motivados convenientemente. Como criterio general, cualquier medida que afecte a tan elevado número de clientes, con características de consumo muy diversas y no conocidas, debido a la falta de información horaria de perfiles de dichos clientes, debe analizarse y justificarse de forma exhaustiva pues puede dar lugar a efectos inesperados y no deseados sobre el consumo.

Se considera que las señales que proporcionen los precios de todos los clientes, y en particular a los clientes domésticos, deben reflejar los costes de suministro, entendidos de forma dinámica. En este sentido, otra forma adicional de conseguir ahorro energético, así como la eficiencia en el consumo a través de los precios, podría ser a partir de opciones tarifarias bloque-horarias, como se aplica al resto de consumidores.

En todo caso, se hace prioritario disponer de información de los perfiles horarios de clientes.

Con objeto de valorar mínimamente el impacto sobre los distintos tipos de consumidores de los dos complementos de progresividad introducidos en la propuesta de Orden se ha empleado la información individualizada de clientes disponible en la Circular<sup>5</sup> 1/2007 correspondiente al año 2006.

En primer lugar, se segmenta la información disponible de consumidores acogidos a las tarifas 1.0 y 2.0 en función de la potencia contratada y el volumen de consumo, obteniéndose para la estructura tarifaria vigente (1.0, 2.0.X y 3.0.1) los siguientes tramos de consumo:

- Consumo anual menor de 150 kWh/año:
- Consumo anual comprendido entre 150 kWh/año y 6.000 kWh/año
- Consumo anual comprendido entre 6.000 kWh/año y 6.600 kWh/año
- Consumo anual superior a los 6.600 kWh/año

En segundo lugar, se factura cada segmento de clientes con las tarifas de la propuesta de Orden, considerando el esquema de recargos y descuentos de la Orden ITC/3860/2007 y el esquema de la nueva propuesta de Orden.

Finalmente, se compara, en términos de facturación media, el efecto de la modificación del esquema de recargos y descuentos para cada segmento de consumidores analizado.

En el Gráfico 10 se resume la variación de la facturación media, en términos anuales, resultante de la modificación del esquema de recargos y descuentos introducido en la propuesta de Orden.

Se observa que la exención del término de energía de consumo promedio diario equivalente hasta 25 kWh en un bimestre supone una reducción sobre los precios

---

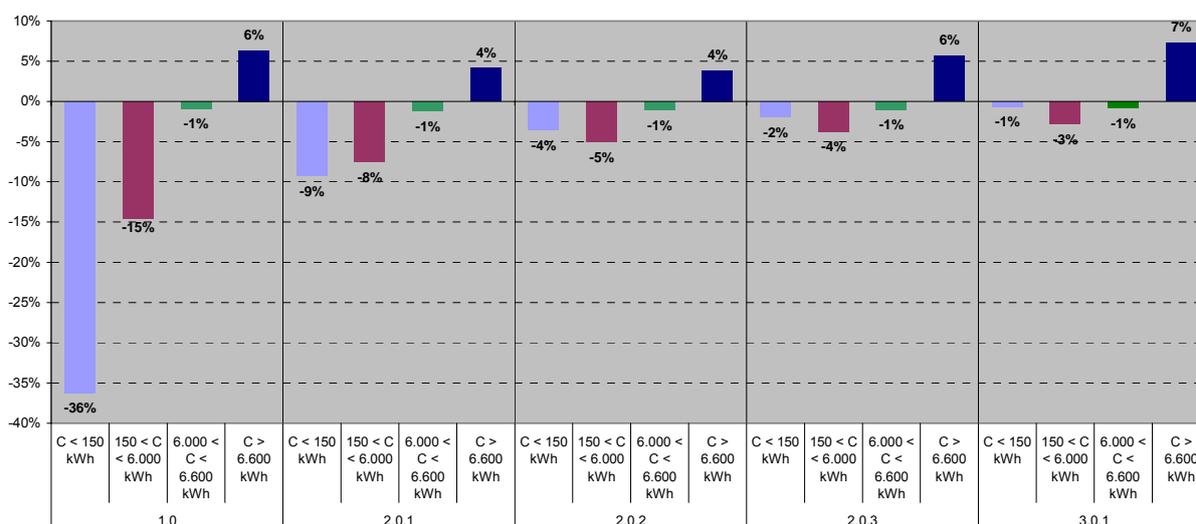
<sup>5</sup> Circular 1/2007, de 26 de julio, de la Comisión Nacional de Energía, sobre actualización de la Circular 1/2006, de petición de información a remitir por las empresas distribuidoras de energía eléctrica a la Comisión Nacional de Energía para el establecimiento de la retribución a la actividad de distribución y supervisión de la misma.

medios establecidos en la propuesta de Orden y compensan, en parte, los aumentos del término de energía de las tarifas de la propuesta de Orden.

Cabe señalar que, para el colectivo de consumidores cuyo volumen de consumo anual se encuentra entre 6.000 y 6.600 kWh, colectivo al que actualmente no es de aplicación el recargo sobre el consumo que supere los 1.100 kWh al bimestre establecido en la Orden ITC/3860/2007, la aplicación conjunta del descuento y el recargo no supone un impacto adicional respecto de las variaciones establecidas en la propuesta de Orden de su correspondiente tarifa.

Asimismo, se observa que el incremento del 105% del precio del recargo respecto del establecido en la Orden ITC/3860/2007 supone un incremento adicional, en términos de facturación media anual, de entre el 4% y el 7% para aquellos consumidores cuyo consumo anual supera los 6.600 kWh.

**Gráfico 10. Impacto de la exención de 25 kWh al bimestre y la modificación del recargo de la propuesta de Orden (sin considerar el resto de efectos)**



### **3.1.3 Introducción de la tarifa social**

La Disposición adicional tercera de la propuesta de Orden crea una nueva Tarifa Social que será de aplicación a los suministros en baja tensión contratados por personas físicas cuando el suministro esté destinado a la residencia habitual del titular, la potencia contratada sea inferior a 3 kW y tenga instalado el correspondiente Interruptor de Control de Potencia (ICP).

La empresa distribuidora tiene la obligación de informar sobre la existencia de la nueva tarifa social a todos los clientes que cumplan con los requisitos establecidos para poder acogerse a la misma, junto con la primera factura emitida a partir del 1 de julio de 2008 y deberá remitir la documentación completa que acredite el cumplimiento de los requisitos para la aplicación de la tarifa social a la Comisión Nacional de Energía para su verificación y seguimiento.

Para acceder a la aplicación de esta tarifa el titular de contrato deberá solicitarlo a la empresa suministradora, que pondrá a disposición de los clientes los correspondientes modelos normalizados.

Finalmente, establece una penalización del 10% sobre la facturación de la tarifa general de baja tensión correspondiente a la potencia contratada en caso de que se detecte un incumplimiento de los requisitos para la aplicación de la tarifa social.

En relación con la introducción de nueva tarifa social esta Comisión considera adecuado señalar los siguientes aspectos.

En primer lugar, como ya se indicó en el informe remitido al MITYC el pasado 13 de mayo elaborado por esta Comisión en cumplimiento del mandato establecido en la Disposición adicional séptima del Real Decreto 871/2007, la CNE apoya la existencia de una tarifa social. No obstante, se considera que no debería ser financiada por el sistema eléctrico.

Asimismo, en el citado informe se proponía que a partir del 1 de julio de 2008 la tarifa 1.0 definida en el apartado 3.1.1 del Título I del Anexo I de la Orden de 12 de enero de 1995, quedara incorporada dentro de la tarifa general 2.0.1 para potencias contratadas inferiores a 2,5 kW. Finalmente se proponía que la tarifa social que se implantase no debía suponer una minoración directa de la factura por el suministro eléctrico, sino que el consumidor debía ser compensado por otras vías, de forma que el consumidor siguiera recibiendo la señal de precio adecuada.

La propuesta de Orden introduce una nueva tarifa social (cuyo término de potencia es nulo y cuyo término de energía coincide con el término de energía de la tarifa general 2.0.1 para potencias contratadas inferiores a 2,5 kW) y mantiene la tarifa 1.0 aplicable a consumidores con potencia contratada inferior a 1 kW.

Cabe señalar que el término de energía de la tarifa social es un 25% superior al término de energía de la tarifa 1.0, lo que implica que los consumidores acogidos a la tarifa 1.0 a pesar de tener que hacer frente a un término de potencia no tienen incentivos a cambiarse a la tarifa social, con la excepción de los consumidores cuyo consumo anual sea inferior a 150 kWh ya que para este colectivo la electricidad es gratis. El punto de indiferencia entre la tarifa social y la tarifa 1.0 se corresponde con el consumo equivalente a 17,5 horas de utilización de la potencia contratada. Es decir, de los consumidores actualmente acogidos a la tarifa 1.0 únicamente tendrán incentivos a solicitar la tarifa social aquellos consumidores que utilicen la potencia contratada 17,5 horas de las 8.760 horas que tiene un año (8.784 horas si es un año bisiesto).

Cabe señalar que, de acuerdo con la información contenida en la base de datos de Liquidaciones, en diciembre de 2007 estaban acogidos a la tarifa 1.0 alrededor de 280.000 consumidores con una utilización media de la potencia de 964 horas al año.

En segundo lugar, esta Comisión considera que el establecimiento de una tarifa de carácter social debiera depender de algún parámetro que fuera función de la renta que perciben los individuos, ya que en caso contrario las ayudas podrían destinarse a individuos que realmente no las necesitan. En el informe sobre la propuesta de revisión de tarifa eléctrica enviado al MITYC el pasado 12 de mayo se proponía como posible

índice el Indicador Público de Renta de Efectos Múltiples (IPREM)<sup>6</sup>. En relación con lo anterior, cabe señalar que con el criterio planteado en la propuesta del MITYC podrían no salir beneficiados colectivos como los consumidores de zonas frías con escaso desarrollo de las infraestructuras gasistas o bien familias numerosas.

En tercer lugar, se consideraría adecuado que la Orden que finalmente se publique asegure que la ausencia de ICP no pueda ser un factor limitante para el disfrute del derecho a la tarifa social, quedando obligado el distribuidor a su instalación cuando el consumidor quiera ejercer ese derecho.

En cuarto lugar, cabe advertir, en línea con lo ya señalado por algunos agentes, que la coexistencia, si bien es cierto que por un periodo limitado a un año, de la nueva figura de la “tarifa social”, con el proceso de desaparición de la tarifa integral y la instauración de la Tarifa de Último Recurso, puede generar problemas operativos a las compañías suministradoras, dificultando la instauración de la Tarifa de Último Recurso.

Parece necesario definir qué sujeto del sector se corresponde con lo que la Propuesta de Orden define como empresa suministradora, ya que no existe actualmente norma con rango suficiente, que determine la obligación del distribuidor de hacerse cargo de la Tarifa Social.

Esto es, por Ley, los distribuidores son aquellas sociedades mercantiles que tienen la función de distribuir energía eléctrica, así como construir, mantener y operar las instalaciones de distribución destinadas a situar la energía en los puntos de consumo. Tampoco entre sus funciones, determinadas por Ley, viene contempladas las consecuencias jurídicas que pueden derivarse de la implementación de esta nueva Tarifa Social.

---

<sup>6</sup> El IPREM es el índice de referencia en España para el cálculo del umbral de ingresos a muchos efectos (ayudas para vivienda, becas, subsidios por desempleo...). Fue introducido el 1 de julio de 2005 en sustitución del Salario Mínimo Interprofesional, cuya utilización se restringió al ámbito laboral.

En cuanto a los comercializadores, tampoco parece que, más allá de sus obligaciones normativas, tengan hoy por hoy, obligaciones derivadas de la aplicación de una tarifa integral como es la Tarifa Social.

En definitiva, la introducción de la tarifa social mediante la propuesta de Orden que ahora se informa puede presentar lagunas normativas que dificulten su correcta operatividad.

Finalmente, se ha estimado el número de consumidores que podrían acogerse a la Tarifa Social a partir de la información individualizada de clientes correspondiente a 2006 de acuerdo con la información de la Circular<sup>7</sup> 1/2007. Se han seleccionado aquellos consumidores cuya potencia contratada es inferior a 3 kWh, excluyendo los consumidores acogidos a la tarifa 1.0, cuyo consumo anual supera 150 kWh, ya que para este colectivo es más ventajoso mantenerse a la tarifa 1.0. Se ha considerado que podrían acogerse a la tarifa social el 69% de los consumidores seleccionados, de acuerdo con la información del Censo de población y viviendas correspondiente al año 2001 publicado por el Instituto Nacional de Estadística. Con estas hipótesis, se estima que podrían acogerse a la tarifa social 3.300.000 clientes cuyo consumo (aproximadamente 4.800 GWh) supondría el 7% del consumo total en baja tensión con potencia contratada inferior a 15 kW sin discriminación horaria.

### ***3.2 Actualización de las tarifas y primas para las instalaciones de régimen especial***

El artículo 2 de la propuesta de Orden establece la actualización de las tarifas y primas de determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial. En concreto, esta disposición atañe a los subgrupos a.1.1 (cogeneraciones que utilizan como combustible gas natural) y a.1.2 (cogeneraciones que utilizan como combustible gasóleo, fuel-oil o GLPs) así como a las instalaciones acogidas a la Disposición

---

<sup>7</sup> Circular 1/2007, de 16 de febrero, de la Comisión Nacional de Energía, sobre petición de información a remitir por las empresas distribuidoras de energía eléctrica a la Comisión Nacional de Energía para el establecimiento de una nueva metodología de retribución a la actividad de distribución.

transitoria segunda del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, de acuerdo con lo establecido en el artículo 44.1, sobre actualización y revisión trimestral de las tarifas y primas, y la metodología recogida en el Anexo VII del citado Real Decreto.

Al no haberse realizado la actualización correspondiente al segundo trimestre de 2008, la presente propuesta de Orden contiene, a diferencia de revisiones anteriores, dos esquemas de tarifas y primas aplicables a las citadas instalaciones para el segundo y tercer trimestre, respectivamente.

En el caso de los subgrupos a.1.1 y a.1.2 y el grupo c.2, los valores resultantes de la última actualización realizada (para el primer trimestre de 2008) fueron publicados en el Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica, si bien habían sido inicialmente establecidos (de acuerdo con la metodología establecida en el Real Decreto 661/2007) en la Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008.

Este cambio vino, a su vez, motivado por el propio Real Decreto 222/2008, que en su Disposición final primera modificó los valores retributivos establecidos en el Real Decreto 661/2007 para estas instalaciones. Como consecuencia de lo anterior, se modificaron las actualizaciones de tarifas y primas que se habían establecido en la Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre (para el cuarto trimestre de 2007) y en la Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre (para el primer trimestre de 2008), mediante las Disposiciones finales segunda y tercera, respectivamente, del citado Real Decreto.

En el Cuadro 9 se recogen las variaciones implícitas en los valores de las tarifas y primas recogidos en la propuesta de Orden para los subgrupos a.1.1 y a.1.2 y el grupo c.2, con respecto a la última revisión realizada, en el Real Decreto 222/2008.

**Cuadro 9. Actualización de las tarifas reguladas y primas de referencia para las instalaciones de los subgrupos a.1.1 y a.1.2 y del grupo c.2 del artículo 2 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo (Propuesta de OM vs RD 222/2008)**

Grupo	Subgrupo	Combustible	Potencia	RD 222/2008		Propuesta OM (2º Trimestre 2008)		Tasa Variación sobre RD 222/2008		Propuesta OM (3º Trimestre 2008)		Tasa Variación sobre Propuesta OM (2º Trim)	
				Tarifa regulada c€/kWh	Prima de referencia c€/kWh	Tarifa regulada c€/kWh	Prima de referencia c€/kWh	Tarifa regulada	Prima de referencia	Tarifa regulada c€/kWh	Prima de referencia c€/kWh	Tarifa regulada	Prima de referencia
a.1	a.1.1	Gas Natural	P ≤ 0,5 MW	12,1533	-	12,5385	0,0000	3,17%	-	12,9380	0,0000	3,19%	-
			0,5 < P ≤ 1 MW	9,9729	-	10,2890	0,0000	3,17%	-	10,6169	0,0000	3,19%	-
			1 < P ≤ 10 MW	7,7840	3,2593	8,0442	3,3682	3,34%	3,34%	8,3381	3,4913	3,65%	3,65%
			10 < P ≤ 25 MW	7,3693	2,6820	7,6180	2,7725	3,37%	3,37%	7,9022	2,9341	3,73%	5,83%
	a.1.2	Gasóleo / GLP	25 < P ≤ 50 MW	6,9741	2,3816	7,2126	2,4631	3,42%	3,42%	7,4902	2,6096	3,85%	5,95%
			P ≤ 0,5 MW	14,3153	-	15,5904	0,0000	8,91%	-	16,2699	0,0000	4,36%	-
			0,5 < P ≤ 1 MW	12,1826	-	13,2677	0,0000	8,91%	-	14,1802	0,0000	6,88%	-
			1 < P ≤ 10 MW	10,4275	5,5449	11,4704	6,0995	10,00%	10,00%	12,3767	6,7145	7,90%	10,08%
		Fuel	10 < P ≤ 25 MW	10,1513	5,0726	11,1869	5,5901	10,20%	10,20%	12,0919	6,1645	8,09%	10,28%
			25 < P ≤ 50 MW	9,8100	4,6474	10,8322	5,1317	10,42%	10,42%	11,7303	5,6695	8,29%	10,48%
			0,5 < P ≤ 1 MW	11,1786	-	12,1345	0,0000	8,55%	-	12,9282	0,0000	6,54%	-
			1 < P ≤ 10 MW	9,5022	4,6315	10,4261	5,0818	9,72%	9,72%	11,2224	5,5805	7,64%	9,81%
c.2			10 < P ≤ 25 MW	9,2149	4,1482	10,1306	4,5604	9,94%	9,94%	10,9245	5,0172	7,84%	10,02%
			25 < P ≤ 50 MW	8,8803	3,7364	9,7903	4,1193	10,25%	10,25%	10,5860	4,5441	8,13%	10,31%
				5,8245	2,9722	6,4033	3,2675	9,94%	9,94%	6,9051	3,5948	7,84%	10,02%

Si se analiza el esquema de precios propuesto para el segundo trimestre, puede comprobarse que las tarifas reguladas y las primas de referencia experimentan la misma tasa de variación, con subidas que oscilan desde el 3,17% (para instalaciones del subgrupo a.1.1 con potencia inferior o igual a 1 MW) al 10,42% (del subgrupo a.1.2 con gasóleo o GLP como combustible y potencia instalada comprendida entre 25 y 50 MW).

Por el contrario, si se atiende a los precios contemplados para el periodo comprendido entre el 1 de julio y el 30 de septiembre con respecto a los valores propuestos para el segundo trimestre, observamos variaciones divergentes entre tarifas y primas. En concreto, en nueve casos, la tasa de variación de las primas es aproximadamente 2,2 puntos porcentuales superior a la registrada por las correspondientes tarifas. Estos datos no son coherentes con la metodología de actualización recogida en el Real Decreto 661/2007, ni tampoco están justificados en la memoria explicativa que acompaña al documento de propuesta de Orden.

Otro aspecto que debe advertirse, común a ambas actualizaciones, es la inclusión de primas nulas en la propuesta. Por consistencia con el Real Decreto 661/2007, así como con las restantes disposiciones posteriores relacionadas, se entiende conveniente suprimir las cifras "0,0000" ya que una prima nula no es equivalente a una prima no disponible.

Por otra parte, el Cuadro 10 recoge la actualización para el segundo y tercer trimestre de 2008 de las instalaciones acogidas a la Disposición transitoria segunda del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo. Los cuatro tipos de instalaciones (clasificados según los residuos que tratan) registran las mismas variaciones. Atendiendo al tipo de combustible podemos apreciar que las instalaciones que emplean gas natural experimentan las menores variaciones, entre 3% y 4%, frente a las instalaciones de gasóleo o GLP y fuel, con subidas comprendidas, en su mayoría, entre el 8% y 10%.

La actualización correspondiente al tercer trimestre conlleva incrementos ligeramente superiores para las instalaciones de gas natural, y moderadamente inferiores en el caso de las instalaciones que utilizan productos petrolíferos.

Por último, la CNE considera que el principal atributo de los costes regulados ha de ser la transparencia, sin olvidar tampoco la objetividad y la no discriminación. Por ello, esta Comisión debe volver a señalar, como ya lo hiciera en el informe a las dos últimas propuestas de orden de tarifas, que la regulación sobre la actualización de las tarifas y primas de las instalaciones consumidoras de gas natural carece de estos atributos. Desde el momento en que no se hace público el precio medio aplicado a los cogeneradores, que es el que MITyC utiliza para realizar estas actualizaciones, se produce una situación cuanto menos discriminatoria y no transparente respecto a la cogeneración que consume otro tipo de combustible.

En este sentido la CNE considera que el valor del CMP<sup>8</sup> u otro similar que se pudiera definir (por ejemplo, el derivado de las futuras subastas de gas natural), con las correcciones que se consideren para ajustarse a las características de los contratos de gas, podría ser utilizado como el índice de referencia previsto en el Anexo VII del Real Decreto 661/2007. A tal efecto sería preciso, la previa modificación de dicho Anexo por el Ministro de Industria, Turismo y Comercio, ya que la a la Disposición final cuarta del

---

<sup>8</sup> CMP: Coste unitario de la materia prima (gas natural). Se ha venido fijado trimestralmente por resolución del DGPEM como referencia para las tarifas integrales de suministro de gas natural. En el futuro podría tomarse el índice que sirva de referencia para la actualización de las tarifas de último recurso.

Real Decreto 661/2007 habilita al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio en los siguientes términos:

*“Se autoriza al Ministro de Industria, Turismo y Comercio a dictar cuantas disposiciones sean necesarias para el desarrollo de este real decreto y para modificar los valores, parámetros y condiciones establecidas en sus anexos, si consideraciones relativas al correcto desarrollo de la gestión técnica o económica del sistema así lo aconsejan.”*

**Cuadro 10. Actualización de las tarifas para las instalaciones acogidas a la Disposición transitoria 2ª del RD 661/2007, de 25 de mayo (propuesta de OM vs Orden ITC/3860/2007)**

		Tratamiento y reducción de purines de explotaciones de porcino					Tratamiento y reducción de lodos derivados de la producción de aceite de oliva				
Combustible	Potencia	Orden ITC/3860/2007	Propuesta OM (2º Trimestre)	Tasa Variación sobre Orden ITC/3860/2007	Propuesta OM (3º Trimestre)	Tasa Variación sobre Propuesta OM (2º Trimestre)	Orden ITC/3860/2007	Propuesta OM (2º Trimestre)	Tasa Variación sobre Orden ITC/3860/2007	Propuesta OM (3º Trimestre)	Tasa Variación sobre Propuesta OM (2º Trimestre)
Gas Natural	P ≤ 0,5 MW	10,5886	10,9242	3,17%	11,2723	3,19%	9,4380	9,7371	3,17%	10,0474	3,19%
	0,5 < P ≤ 1 MW	10,5886	10,9242	3,17%	11,2724	3,19%	9,4379	9,7370	3,17%	10,0474	3,19%
	1 < P ≤ 10 MW	10,5770	10,9306	3,34%	11,3299	3,65%	9,4276	9,7427	3,34%	10,0987	3,65%
	10 < P ≤ 25 MW	10,5751	10,9320	3,37%	11,3398	3,73%	9,4259	9,7440	3,37%	10,1075	3,73%
	25 < P ≤ 50 MW	10,5720	10,9335	3,42%	11,3544	3,85%	9,4230	9,7452	3,42%	10,1203	3,85%
Gasóleo /GLP	P ≤ 0,5 MW	11,2994	12,3059	8,91%	12,8422	4,36%	10,0714	10,9685	8,91%	11,4465	4,36%
	0,5 < P ≤ 1 MW	11,2994	12,3058	8,91%	13,1522	6,88%	10,0714	10,9685	8,91%	11,7228	6,88%
	1 < P ≤ 10 MW	11,4061	12,5469	10,00%	13,5382	7,90%	10,1665	11,1833	10,00%	12,0669	7,90%
	10 < P ≤ 25 MW	11,4256	12,5912	10,20%	13,6098	8,09%	10,1840	11,2229	10,20%	12,1309	8,09%
	25 < P ≤ 50 MW	11,4468	12,6396	10,42%	13,6875	8,29%	10,2029	11,2660	10,42%	12,2001	8,29%
Fuel	P ≤ 0,5 MW	11,2994	12,3059	8,91%	13,1108	6,54%	10,0714	10,9685	8,91%	11,6859	6,54%
	0,5 < P ≤ 1 MW	11,2645	12,2277	8,55%	13,1616	7,64%	10,0403	10,8989	8,55%	11,7313	7,64%
	1 < P ≤ 10 MW	11,3788	12,4852	9,72%	13,4636	7,84%	10,1422	11,1283	9,72%	12,0004	7,84%
	10 < P ≤ 25 MW	11,3990	12,5317	9,94%	13,5502	8,13%	10,1603	11,1699	9,94%	12,0778	8,13%
	25 < P ≤ 50 MW	11,4300	12,6013	10,25%	13,5888	7,84%	10,1878	11,2318	10,25%	12,1120	7,84%
		Tratamiento y reducción de otros lodos					Tratamiento y reducción de otros lodos				
Combustible	Potencia	Orden ITC/3860/2007	Propuesta OM (2º Trimestre)	Tasa Variación sobre Orden ITC/3860/2007	Propuesta OM (3º Trimestre)	Tasa Variación sobre Propuesta OM (2º Trimestre)	Orden ITC/3860/2007	Propuesta OM (2º Trimestre)	Tasa Variación sobre Orden ITC/3860/2007	Propuesta OM (3º Trimestre)	Tasa Variación sobre Propuesta OM (2º Trimestre)
Gas Natural	P ≤ 0,5 MW	5,4104	5,5819	3,17%	5,7597	3,19%	4,6433	4,7905	3,17%	4,9431	3,19%
	0,5 < P ≤ 1 MW	5,4104	5,5819	3,17%	5,7598	3,19%	4,6433	4,7905	3,17%	4,9431	3,19%
	1 < P ≤ 10 MW	5,4044	5,5851	3,34%	5,7891	3,66%	4,6381	4,7931	3,34%	4,9683	3,66%
	10 < P ≤ 25 MW	5,4035	5,5859	3,38%	5,7942	3,73%	4,6373	4,7938	3,37%	4,9726	3,73%
	25 < P ≤ 50 MW	5,4019	5,5866	3,42%	5,8017	3,85%	4,6360	4,7945	3,42%	4,9791	3,85%
Gasóleo /GLP	P ≤ 0,5 MW	5,7736	6,2879	8,91%	6,5619	4,36%	4,9549	5,3962	8,91%	5,6314	4,36%
	0,5 < P ≤ 1 MW	5,7736	6,2879	8,91%	6,7203	6,88%	4,9549	5,3962	8,91%	5,7674	6,88%
	1 < P ≤ 10 MW	5,8280	6,4109	10,00%	6,9174	7,90%	5,0018	5,5021	10,00%	5,9368	7,90%
	10 < P ≤ 25 MW	5,8381	6,4337	10,20%	6,9542	8,09%	5,0103	5,5214	10,20%	5,9681	8,09%
	25 < P ≤ 50 MW	5,8490	6,4585	10,42%	6,9939	8,29%	5,0196	5,5426	10,42%	6,0022	8,29%
Fuel	P ≤ 0,5 MW	5,7736	6,2879	8,91%	6,6991	6,54%	4,9549	5,3962	8,91%	5,7492	6,54%
	0,5 < P ≤ 1 MW	5,7557	6,2479	8,55%	6,7251	7,64%	4,9397	5,3621	8,55%	5,7716	7,64%
	1 < P ≤ 10 MW	5,8141	6,3794	9,72%	6,8793	7,84%	4,9897	5,4748	9,72%	5,9039	7,84%
	10 < P ≤ 25 MW	5,8245	6,4033	9,94%	6,9237	8,13%	4,9886	5,4953	9,94%	5,9419	8,13%
	25 < P ≤ 50 MW	5,8403	6,4388	10,25%	6,9434	7,84%	5,0121	5,5257	10,25%	5,9587	7,84%

### 3.3 Impacto en los ingresos del sistema de la aplicación de las tarifas propuestas

La propuesta de Orden de la que se emite el presente informe introduce una serie de modificaciones sobre las tarifas integrales vigentes cuyos efectos son de signo contrario, por lo que se ha procedido a analizar cada una de las medidas introducidas de forma separada.

En el Cuadro 11 se recoge el efecto de las variaciones de los términos de energía de las tarifas integrales sobre los ingresos del sistema, considerando que estas variaciones aplican a partir del 1 de julio de 2008 al escenario de previsión de la CNE. Cabe señalar que las variaciones de la propuesta de Orden suponen un incremento de los ingresos regulados del sistema 614 Millones de euros. por otro lado, los consumidores acogidos a las tarifas de baja tensión con potencia contratada inferior a 15 kW sin discriminación horaria aportan 480 Millones de euros, lo que supone el 78% del incremento de los ingresos previsto.

**Cuadro 11. Impacto de las variaciones de los términos de energía de la propuesta de OM respecto de la Orden ITC/3860/2007**

	Consumo (GWh)				Ingresos Regulados (Miles € a precios de la Orden ITC/3860/2007 (A))			Ingresos Regulados (Miles € a precios de la Orden ITC/3860/2007 y Propuesta Orden sin TS, exención ni recargos (B))			Diferencia (B) - (A)		
	Tarifa	Mercado	% particip. mercado	Total	Tarifa	Mercado	Total	Tarifa	Mercado	Total	Tarifa	Mercado	Total
<b>BT</b>	<b>105.995</b>	<b>21.585</b>	<b>16,9%</b>	<b>127.580</b>	<b>12.238.248</b>	<b>830.708</b>	<b>13.068.957</b>	<b>12.798.527</b>	<b>830.708</b>	<b>13.629.235</b>	<b>560.279</b>	<b>0</b>	<b>560.279</b>
2.0 A (1)	67.375	7.550	10,1%	74.925	8.130.550	324.673	8.455.223	8.610.800	324.673	8.935.472	480.250	0	480.250
2.0 DHA (2)	12.772	13	0,1%	12.785	1.100.062	345	1.100.408	1.096.015	345	1.096.360	-4.047	0	-4.047
3.0 A (3)	25.847	14.023	35,2%	39.870	3.007.636	505.690	3.513.327	3.091.713	505.690	3.597.403	84.076	0	84.076
<b>MT</b>	<b>14.453</b>	<b>42.163</b>	<b>74,5%</b>	<b>56.616</b>	<b>1.128.731</b>	<b>1.232.436</b>	<b>2.361.167</b>	<b>1.144.796</b>	<b>1.232.436</b>	<b>2.377.232</b>	<b>16.065</b>	<b>0</b>	<b>16.065</b>
3.1 A	3.889	5.205	57,2%	9.093	354.958	405.464	760.421	355.955	405.464	761.418	997	0	997
6.1	10.564	36.959	77,8%	47.523	773.773	826.973	1.600.746	788.841	826.973	1.615.814	15.068	0	15.068
<b>AT</b>	<b>26.513</b>	<b>9.199</b>	<b>25,8%</b>	<b>35.713</b>	<b>1.003.764</b>	<b>183.872</b>	<b>1.187.637</b>	<b>1.042.162</b>	<b>183.872</b>	<b>1.226.035</b>	<b>38.398</b>	<b>0</b>	<b>38.398</b>
6.2	7.969	6.832	46,2%	14.801	350.705	109.734	460.438	362.579	109.734	472.312	11.874	0	11.874
6.3	4.549	1.279	21,9%	5.828	201.645	34.534	236.179	205.871	34.534	240.406	4.227	0	4.227
6.4	13.995	1.088	7,2%	15.083	451.414	39.605	491.019	473.712	39.605	513.317	22.298	0	22.298
TTS		169	100,0%	169	0	740	740	0	740	740	0	0	0
<b>Total (4)</b>	<b>146.961</b>	<b>73.117</b>	<b>33,2%</b>	<b>220.078</b>	<b>14.370.743</b>	<b>2.247.758</b>	<b>16.618.501</b>	<b>14.985.485</b>	<b>2.247.758</b>	<b>17.233.243</b>	<b>614.742</b>	<b>0</b>	<b>614.742</b>

Fuente: CNE, Orden ITC/3860/2007 y propuesta de Orden

En el Cuadro 12 se recoge el efecto de la exención del pago del término de energía a los consumidores acogidos a tarifas de baja tensión con potencia contratada inferior a 15 kW del consumo promedio diario equivalente a 25 kWh al bimestre. En términos anuales esta medida supone una reducción de los ingresos del sistema de 371 Millones de euros.

Cabe señalar que el colectivo de consumidores más beneficiado por esta medida es el de los clientes acogidos a la tarifa 1.0 con una reducción en términos de facturación media del 21%, seguido de los consumidores acogidos a la tarifa 2.0.1 con una reducción del 8,2%.

**Cuadro 12. Impacto de la exención sobre el consumo promedio diario equivalente a 25 kWh al bimestre de la propuesta de OM respecto de la Orden ITC/3860/2007**

Código	Tarifa	Nº clientes	Potencia Facturada (kWh)	Consumo (MWh)	Sin descuento 25 kWh por bimestre		Con descuento 25 kWh por bimestre		Diferencia	
					Miles €	c€/kWh	Miles €	c€/kWh	Miles €	%
11	1.0	212.931	153.788	142.944	13.207	9,24	10.416	7,29	-2.791	-21,1%
14	2.0.1	3.912.738	7.828.577	5.797.683	787.812	13,59	723.480	12,48	-64.332	-8,2%
15	2.0.2	13.617.450	48.474.001	34.656.537	4.693.228	13,54	4.472.638	12,91	-220.590	-4,7%
16	2.0.3	4.630.556	29.303.231	20.953.127	2.817.153	13,45	2.742.911	13,09	-74.243	-2,6%
32	3.0.1	551.422	7.091.978	5.825.049	774.394	13,29	765.516	13,14	-8.878	-1,1%
<b>Domésticos sin DHA</b>		<b>22.925.098</b>	<b>92.851.576</b>	<b>67.375.340</b>	<b>9.085.795</b>	<b>13,49</b>	<b>8.714.961</b>	<b>12,93</b>	<b>-370.834</b>	<b>-4,1%</b>

Fuente: CNE, Orden ITC/3860/2007 y propuesta de Orden

El Cuadro 13 recoge el efecto de modificación del recargo a aplicar sobre el consumo promedio diario que excede un determinado umbral de consumo al bimestre. El incremento del 125% puede descomponerse en un efecto precio (105%) y un efecto cantidad derivado de la reducción del umbral de consumo (20%). La modificación del recargo supone un incremento de los ingresos del sistema, en términos anuales de 182 Millones de euros.

**Cuadro 13. Impacto de la modificación del recargo sobre el exceso de la propuesta de OM respecto de la Orden ITC/3860/2007**

Código	Tarifa	Nº clientes	Potencia Facturada (kWh)	Consumo (MWh)	Orden ITC/3860/2007		Propuesta de Orden		Diferencia			
					Miles €	c€/kWh	Miles €	c€/kWh	Miles €	%		
11	1.0	212.931	153.788	142.944	175	0,12	395	0,28	220	125,6%		
14	2.0.1	3.912.738	7.828.577	5.797.683	3.599	0,06	8.793	0,15	5.194	144,3%		
15	2.0.2	13.617.450	48.474.001	34.656.537	25.087	0,07	61.087	0,18	36.000	143,5%		
16	2.0.3	4.630.556	29.303.231	20.953.127	71.472	0,34	160.350	0,77	88.878	124,4%		
32	3.0.1	551.422	7.091.978	5.825.049	45.969	0,79	98.195	1,69	52.225	113,6%		
<b>Domésticos sin DHA</b>				<b>22.925.098</b>	<b>92.851.576</b>	<b>67.375.340</b>	<b>146.302</b>	<b>0,22</b>	<b>328.820</b>	<b>0,49</b>	<b>182.518</b>	<b>124,8%</b>

Fuente: CNE, Orden ITC/3860/2007 y propuesta de Orden

El impacto de la introducción de la tarifa social supone, en términos anuales, una reducción aproximada de los ingresos del sistema de 135 Millones de euros al año (véase Cuadro 14).

**Cuadro 14. Impacto de la introducción de la tarifa social**

Código	Tarifa	Nº clientes	Potencia Facturada (kWh)	Consumo (MWh)	Facturación a tarifas 1.0 / 2.0.x		Facturación tarifa social		Diferencia			
					Miles €	c€/kWh	Miles €	c€/kWh	Miles €	%		
11	1.0	82.318	61.438	2.398	496	20,69	263	10,96	-233	-47,0%		
14	2.0.1	2.687.619	5.377.368	3.982.368	541.140	13,59	436.515	10,96	-104.625	-19,3%		
15	2.0.2	572.289	1.646.868	872.689	126.539	14,50	95.657	10,96	-30.882	-24,4%		
<b>Domésticos sin DHA</b>				<b>3.342.226</b>	<b>7.085.674</b>	<b>4.857.456</b>	<b>668.175</b>	<b>13,76</b>	<b>532.435</b>	<b>10,96</b>	<b>-135.739</b>	<b>-20,3%</b>

Fuente: CNE, Orden ITC/3860/2007 y propuesta de Orden

Finalmente, el Cuadro 15 recoge el impacto conjunto sobre los ingresos del sistema de las modificaciones introducidas en la propuesta de Orden. Considerando que las modificaciones propuestas entrarán en vigor el próximo 1 de julio, los ingresos del sistema se verán incrementados en 452 Millones de euros.

**Cuadro 15. Impacto de las modificaciones introducidas en la propuesta de Orden**

<b>Propuesta de Orden</b>	<b>452.714</b>
Impacto de variación tarifas integrales	614.742
Impacto de la implantación de la exención	-185.417
Impacto de la modificación del recargo	91.259
Impacto de la implantación de la tarifas social	-67.870

### 3.4 Impacto sobre los consumidores sin discriminación horaria de las tarifas propuestas

A continuación se analiza el impacto de las modificaciones introducidas en la propuesta de orden sobre los consumidores de baja tensión sin discriminación horaria a los que no les es de aplicación la tarifa social, por ser este el colectivo de consumidores sobre el que inciden la mayor parte de los cambios introducidos en la propuesta de Orden.

De forma análoga a lo comentado en el epígrafe 3.1.2, para realizar este análisis se ha empleado la información individualizada de clientes procedente la Circular 1/2007 correspondiente al año 2006. En particular, se ha facturado a todos los consumidores acogidos a tarifas de baja tensión sin discriminación horaria a las tarifas de la Orden ITC/3860/2007 y a las tarifas de la propuesta de Orden y se han comparado para cada intervalo de potencia y consumo las facturaciones obtenidas.

En el Cuadro 16 se recoge la distribución de clientes y su consumo por tramo de potencia y consumo correspondiente al año 2006. Cabe señalar que los clientes acogidos a la tarifa 1.0 con potencia contratada inferior a 1 kW presentan una utilización de la potencia contratada superior a 6.000 y 10.000 horas al año para los tramos de consumo superior a 6.000 kWh al año. En consecuencia, considerando que su inclusión distorsiona el análisis se ha optado por excluirlos del mismo.

**Cuadro 16. Distribución de clientes de baja tensión por tramos de potencia y volumen de consumo acogidos a tarifas sin discriminación horaria**

Tarifa	Potencia Contratada (kW)	Tramo de consumo									
		< 150 kWh		150 kWh - 6000 kWh		6000 kWh - 6600 kWh		> 6600 kWh		Total	
		Consumo Anual (MWh)	Nº clientes	Consumo Anual (MWh)	Nº clientes	Consumo Anual (MWh)	Nº clientes	Consumo Anual (MWh)	Nº clientes	Consumo Anual (MWh)	Nº clientes
1.0	<1 kW	4.614	195.786	147.502	148.424	4.584	728	32.236	2.937	188.936	347.875
2.0.1	1 kW - 2,5 kW	32.165	1.034.332	4.724.043	2.844.782	138.001	21.974	672.228	66.413	5.566.436	3.967.501
2.0.2	2,5 kW - 3 kW	1.706	343.419	899.694	429.921	34.115	5.434	169.787	16.135	1.105.302	794.909
2.0.2	3 kW - 5 kW	31.137	1.172.084	24.172.121	10.479.052	956.204	152.254	3.885.648	393.966	29.045.110	12.197.356
2.0.3	5 kW - 10 kW	7.582	304.802	8.715.406	3.099.644	842.101	133.908	9.686.986	727.024	19.252.074	4.265.378
3.0.1	10 kW - 15 kW	561	33.404	398.641	139.759	58.323	9.267	3.012.131	147.393	3.469.656	329.823
<b>TOTAL</b>		<b>77.764</b>	<b>3.083.827</b>	<b>39.057.406</b>	<b>17.141.582</b>	<b>2.033.329</b>	<b>323.565</b>	<b>17.459.015</b>	<b>1.353.868</b>	<b>58.627.514</b>	<b>21.902.842</b>

Fuente: Circular 1/2007

En el Gráfico 11 se recoge la tasa de variación, en términos anuales, del precio medio de que resultaría de aplicar las tarifas 2.0.X y 3.0.1, implícito en la propuesta de Orden.

Se observa que como consecuencia de la introducción de un descuento y la modificación del límite a partir del cual se aplica el recargo la tasa de variación es creciente con el volumen de consumo. Dependiendo de la tarifa a la que esté acogido un consumidor y del volumen de consumo anual, la facturación media, en términos anuales, puede verse reducida en un 8% o incrementada en un 22% respecto de la facturación media de la Orden ITC/3860/2007.

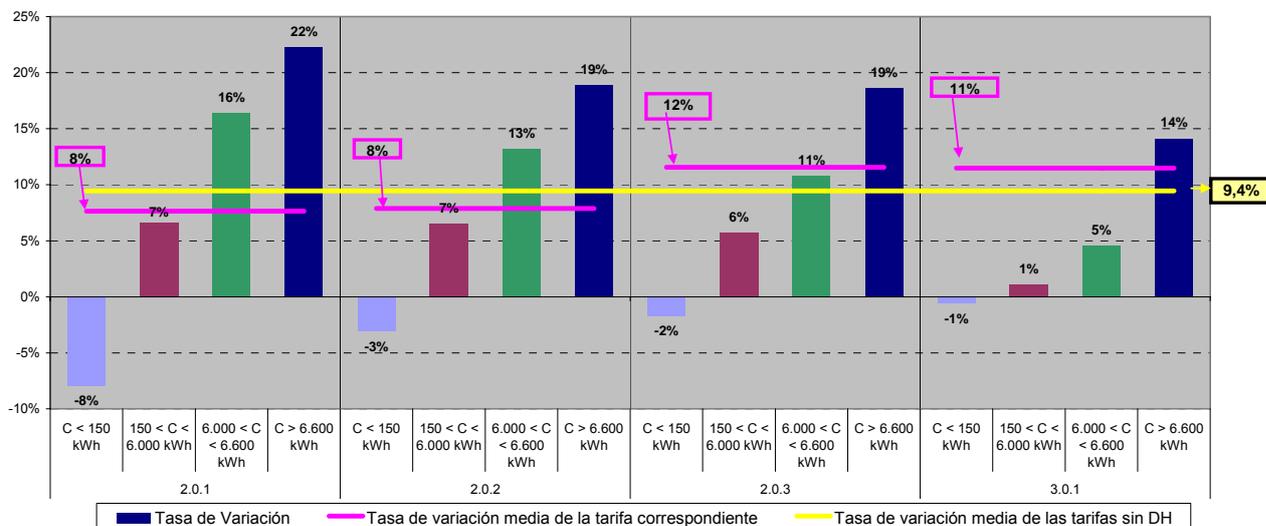
Del análisis del gráfico se pueden extraer las siguientes consideraciones:

- La facturación media, en términos anuales, de los consumidores acogidos a las tarifas 2.0.X y 3.0.1 sin discriminación horaria se incrementa un 9,4%, respecto de la resultante de aplicar la Orden ITC/3860/2007.
- Los clientes con un *consumo anual inferior a los 150 kWh* verán reducido su facturación media en términos anuales entre un 8%, si se encuentran acogidos a la tarifa 2.0.1, y un 1% si se encuentran acogidos a la tarifa 3.0.1. De acuerdo con la información de la Circular 1/2007 y sin considerar a los consumidores que pueden acogerse a la tarifa social, el 11% de los suministros, aproximadamente 2.000.000, tuvo un consumo inferior a los 150 kWh en el año 2006.
- Los clientes con un *consumo anual superior a los 6.600 kWh* (aproximadamente 1.300.000), a los que actualmente ya se les aplica el recargo por exceso de consumo, representan el 7% del total de suministros considerados y el 31% del consumo total. Este colectivo es el que más ve incrementado su precio medio respecto a la situación actual.
- Los clientes cuyo *consumo anual es superior a 150 kWh e inferior a 6.000 kWh* (esto es, aquellos a los que no es de aplicación recargo sobre el exceso de consumo bimestral) con potencia contratada superior a 1 kW verán aumentada su

facturación media entre un 7% y un 1%. Cabe señalar que este colectivo integra el 82% de los suministros y el 69% del consumo total.

- Los clientes cuyo *consumo anual se encuentra entre 6.000 kWh y 6.600 kWh* verán incrementado, en términos anuales, su facturación media entre un 16%, si se encuentran acogidos a la tarifa 2.0.1, y un 5%, si se encuentran acogidos a las tarifas 3.0.1, como consecuencia de la reducción del límite a partir del cual se aplica el recargo por exceso de consumo. Se estima que alrededor de 304.000 clientes, que representan el 1,7% de los clientes totales y el 3,6% del consumo total del colectivo analizado, deberán hacer frente al citado recargo a partir del 1 de julio de 2008.

**Gráfico 11. Tasa de variación del precio medio de los suministros acogidos a las tarifas 1.0, 2.0.X y 3.0.1. Propuesta de Orden vs Orden ITC/3860/2007**



Nota.- Se factura individualmente a todos los consumidores. En consecuencia, a los consumidores cuyo consumo anual es inferior a 150 kWh, únicamente se les factura por el término de potencia, por lo que las facturaciones medias por tarifa son ligeramente superiores a las facturaciones medias por grupo tarifario recogidas en el cuadro 8 del presente informe.

Fuente: CNE

### 3.5 Suficiencia y aditividad

La aplicación de las tarifas integrales y de las tarifas de acceso a los consumidores a precio regulado y a mercado, respectivamente, deben permitir la recuperación de los costes de actividades sujetas al mecanismo de liquidación (esto es, los costes de acceso y el coste de adquisición de la energía de los clientes a tarifa integral), cumpliendo con ello el principio de suficiencia de ingresos y costes.

De acuerdo con la información que acompaña a la propuesta de Orden los costes regulados superan a los ingresos regulados en más de 4.800 Millones de euros, reconociendo el correspondiente déficit ex ante e incorporando en la propuesta de Orden 2.500 Millones de euros, cuantía prevista para el segundo y tercer trimestre de 2008.

Aún asumiendo las importantes incertidumbres relacionadas con la estimación del precio de generación, esta Comisión considera más adecuado el escenario de costes de la energía considerado en el informe que envió al MITYC el pasado mes de mayo, máxime considerando la evolución de los precios de las materias primas y del CO<sub>2</sub> en los mercados internacionales, tanto de contado como de futuros, y las últimas cotizaciones del producto FTB-Q3-08 en el mercado OMIP (véase epígrafe 2.1). Pero además, también es importante tener en consideración la importante repercusión negativa que tendría una infraestimación del precio de la electricidad en el sistema, en términos de agravamiento del problema del déficit y de problemas para la actividad de comercialización, de acuerdo con la actual metodología de fijación de tarifas.

Según el escenario de previsión de la CNE el resultado de aplicar las tarifas de la propuesta de Orden durante la segunda parte de 2008 supone que los costes superarán a los ingresos en casi 5.800 Millones de euros. Es decir, el incremento de los ingresos regulados es insuficiente para cubrir los costes de acceso y el coste de adquisición de la energía de los clientes a tarifa integral, generándose un déficit adicional al implícito en las tarifas de acceso vigentes (véanse Cuadro 17 y Cuadro 18). Cabe señalar que en este cálculo no se ha tenido en cuenta la minoración de derechos de CO<sub>2</sub> establecida en el Real Decreto-Ley 11/2007, de 7 de diciembre, por estar pendiente de desarrollo la normativa a aplicar. Se estima que los ingresos por este concepto podrían ascender a unos 1.300 Millones de euros.

**Cuadro 17. Ingresos por tarifas de acceso en el escenario de participación de todos los clientes en el mercado**

Grupo Tarifario	Consumo (GWh)	Tarifa Acceso (Miles €)
2.0 A	75.452	3.417.447
2.0 DHA	12.785	329.257
3.0 A	40.199	1.582.414
3.1 A	20.183	499.636
6.1	65.318	979.091
6.2	20.267	159.496
6.3	10.037	59.056
6.4	21.619	96.183
TTS	169	740
<b>Ingresos tarifas acceso</b>	<b>266.030</b>	<b>7.123.319</b>
<b>Costes de acceso</b>		<b>11.557.510</b>
<b>Ingresos - Costes</b>		<b>-4.434.191</b>

Fuente: CNE y Orden ITC/3860/2007

**Cuadro 18. Impacto de las modificaciones introducidas en la propuesta de Orden**

	Orden ITC/3860/2007	Propuesta CNE julio 2008	Propuesta Orden julio 2008	Propuesta CNE Tarifa aditiva
<b>Ingresos regulados</b>	<b>16.951.063</b>	<b>17.728.348</b>	<b>17.550.329</b>	<b>23.314.306</b>
Ingresos tarifa acceso	2.247.758	2.345.874	2.247.758	3.158.754
Ingresos pagos por capacidad	332.562	166.281	332.562	574.766
Ingresos tarifa integral	14.370.743	15.216.193	14.970.009	19.580.786
Tarifas Baja Tensión	12.238.248	12.861.548	12.783.051	16.179.379
Tarifas Alta Tensión	2.132.495	2.354.645	2.186.958	3.401.407
<b>Costes regulados</b>	<b>23.142.863</b>	<b>23.142.863</b>	<b>23.314.306</b>	<b>23.314.306</b>
Costes acceso	11.386.067	11.386.067	11.557.510	11.557.510
Pagos por capacidad	574.766	574.766	574.766	574.766
Coste energía clientes a tarifa (1)	11.182.030	11.182.030	11.182.030	11.182.030
<b>Déficit de actividades reguladas</b>	<b>6.191.800</b>	<b>5.414.515</b>	<b>5.763.977</b>	<b>-</b>
<b>Déficit ex ante (1 abril a 30 septiembre)</b>	<b>3.095.900</b>	<b>2.707.257</b>	<b>2.881.989</b>	<b>-</b>

Fuente: CNE, Orden ITC/3860/2007 y propuesta Orden

(1) Considerando el escenario de precios de mercado de 66,14 €/MWh

En relación con lo anterior, se considera importante señalar que el precio final del mercado para los distribuidores registrado en el primer trimestre de 2008 ha sido de 70,04 €/MWh y el registrado en el mes de abril ha sido de 58,75 €/MWh. El precio implícito en

las tarifas de la Orden ITC/3860/2007 es de 59,15 €/kWh, de acuerdo con la información que acompañó a la propuesta de Orden.

Finalmente, en el Cuadro 19 se recogen las subidas necesarias, en términos anuales, para que las tarifas integrales fueran aditivas en precios e igual a las reales, sin aplazar el pago de ningún concepto, de acuerdo con el ejercicio presentado por esta Comisión en el informe sobre la propuesta de revisión de la tarifa eléctrica a partir del 1 de julio de 2008.

Se observa que el incremento necesario, en términos de facturación media anual, para que las tarifas integrales de la propuesta de Orden incluyeran los costes del sistema actualmente reconocidos asciende al 27,3%, para un escenario de precios de mercado de 66,14 €/MWh y sin considerar minoración por los derechos de CO<sub>2</sub>. En caso de que las tarifas integrales fueran aditivas en energía y pagos por capacidad (esto es, considerando el déficit ex ante), la variación necesaria, en términos de facturación media, sería un aumento del 2,8%.

**Cuadro 19. Variaciones, en términos anuales, para que las tarifas integrales de la propuesta de coincidan con las tarifas reales (que cubran todos los costes reconocidos sin necesidad de financiación de déficit) para un escenario de precio del mercado diario de 66,14 euros/MWh**

Escenario 1B (Coste de Energía Mercado Diario = 66,14 €/MWh)													
Propuesta de Orden (c€/kWh)					Tarifa Aditiva (c€/kWh)				% variación aditiva sobre actual				
Grupo Tarifario	Consumo (GWh)	Tarifa Integral (A)	Tarifa Acceso (B)	Coste energía implícito (C) = (A) - (B)	Tarifa Acceso (D)	Pagos por capacidad (E)	Precio energía + Comerc. (F)	Tarifa Integral (F) = (D) + (E) + (F)	Tarifa Acceso sin Pagos Capacidad	Tarifas acceso con pagos por capacidad	Precio energía	Tarifa integral	% Incremento necesario para cubrir el precio de la energía y pagos por capacidad (con déficit ex ante)
<i>Tarifa Social</i>	4.857	10,02	4,74	5,28	8,52	0,44	8,44	17,39	79,8%	89,0%	59,8%	73,6%	35,9%
<i>Tarifas Domésticos</i>	4.998	13,32	4,60	8,73	8,31	0,42	8,44	17,17	80,8%	89,9%	-3,3%	28,8%	1,0%
2.0.1 (1)	3.985	12,62	4,49	8,12	8,16	0,40	8,44	17,00	81,6%	90,5%	3,9%	34,7%	5,7%
2.0.2	873	13,07	4,60	8,47	8,32	0,42	8,44	17,17	80,8%	89,9%	-0,3%	31,4%	3,0%
2.0.3	141	13,83	4,61	9,23	8,33	0,42	8,44	17,19	80,7%	89,8%	-8,5%	24,2%	-2,7%
<i>Tarifas Domésticos con DHA</i>	60.762	8,97	2,61	6,36	5,99	0,20	7,65	13,84	129,2%	136,8%	20,4%	54,3%	16,7%
2.0.1	54.737	8,53	2,59	5,93	5,95	0,20	7,65	13,80	129,2%	136,8%	29,0%	61,8%	22,5%
2.0.2	5.825	8,97	2,60	6,37	5,96	0,20	7,65	13,81	129,2%	136,8%	20,2%	54,0%	16,5%
2.0.3	199	9,10	2,64	6,46	6,04	0,20	7,65	13,89	129,1%	136,8%	18,4%	52,7%	15,3%
<i>Tarifas PYMES (1)</i>	11.360	12,47	4,04	8,43	5,86	0,27	8,10	14,23	45,2%	52,1%	-3,9%	14,2%	-0,5%
3.0.1	2.647	12,95	3,66	9,29	7,10	0,31	8,17	15,57	93,9%	102,2%	-12,0%	20,3%	-6,3%
3.0.2	8.713	12,30	4,16	8,14	5,44	0,26	8,07	13,78	30,6%	37,0%	-0,8%	12,0%	1,6%
<b>Baja tensión</b>	<b>81.976</b>	<b>12,49</b>	<b>4,24</b>	<b>8,26</b>	<b>7,30</b>	<b>0,35</b>	<b>8,25</b>	<b>15,91</b>	<b>72,3%</b>	<b>80,6%</b>	<b>0,0%</b>	<b>27,3%</b>	<b>2,8%</b>

Fuente: CNE

En consecuencia, en opinión de esta Comisión el aumento de las tarifas integrales debiera ser superior al de la propuesta de Orden con el fin recoger el precio estimado de la energía y minimizar la probabilidad de que se generara un déficit adicional al implícito en las tarifas de acceso establecidas en la Orden ITC/3860/2007.

## **4 OTRAS CONSIDERACIONES**

### ***4.1 Incumplimiento del plan de instalación de interruptores de control de potencia***

La Disposición Adicional Primera de la propuesta de Orden que se informa, viene a establecer una modificación automática de las condiciones del contrato en aquellos casos en los que no pueda llegar a instalarse el correspondiente Interruptor de Control de Potencia (ICP). Así, a los contratos acogidos a las tarifas 1.0, 2.0.1 y 2.0.2 se les aplicará la tarifa 2.0.3 con una potencia contratada de 10 kW; a los contratos acogidos a las tarifas 2.0.3 y 3.0.1 se les aplicará la tarifa 3.0.1 con una potencia contratada de 20 kW; y a los contratos acogidos a las tarifas de acceso 2.0.A y 2.0.DHA se les aplicará una potencia contratada de 20 kW, retornando a la tarifa y potencia contratada que corresponda a cada suministro una vez quede instalado el referido ICP.

A este respecto, es preciso señalar que el artículo décimo del Real Decreto 1454/2205, de 2 de diciembre, al cual se hace referencia expresa en dicha Disposición Adicional Primera de la propuesta de Orden que se informa, establece que en todos los suministros a consumidores se deberán instalar elementos de control de potencia antes del 1 de enero de 2010, obligando a las empresas distribuidoras a presentar ante las Administraciones Autonómicas, para su aprobación, planes de instalación de elementos de control de potencia en los que se establezcan: a) los criterios para la instalación de dichos elementos, b) el número de equipos a instalar anualmente que como mínimo será de un 20% del total a instalar, y c) el procedimiento para la comunicación a los consumidores de la obligación que tienen éstos de instalar los equipos y de las opciones de que disponen. Dichos planes, una vez aprobados por las Administraciones Autonómicas, deben ser remitidos para conocimiento a la Dirección General de Política Energética y Minas y a

esta Comisión. Pues bien, de acuerdo con la información obrante en esta Comisión, las distintas Comunidades Autónomas procedieron, en su caso, a la aprobación de los planes presentados por un número significativo de empresas distribuidoras, aunque no por todas, planes en los que, con carácter general, dentro del procedimiento de comunicación presentado, y como último hito del mismo, se venía a comunicar a los consumidores que, en aquellos casos en que el distribuidor se viera imposibilitado a instalar el ICP, tal circunstancia podría llegar a ser causa de la suspensión del suministro, ello de acuerdo con lo establecido en artículo 92.2 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, en la redacción dada por el citado Real Decreto 1454/2005, de 2 de diciembre. A la vista de lo anterior, todo apunta que, para un número importante de suministros, el distribuidor se ha visto imposibilitado, por las razones que sea, a instalar el ICP y, en aras a evitar la suspensión masiva de suministros, se establece un sistema de penalizaciones vía la aplicación transitoria de unas tarifas menos económicas y/o la consideración a efectos de facturación de unas potencias superiores a las contratadas.

En este sentido, esta Comisión valora positivamente la medida que se recoge en la propuesta de Orden que se informa, pero entiende que previamente a la adopción de la misma, debería analizarse si se invaden competencias de las Administraciones Autonómicas, toda vez que las mismas son las que, en su caso, han aprobado los correspondientes planes de instalación de ICP y, en el caso de no haber sido presentados tales planes, deberían haber exigido a las empresas distribuidoras la presentación de los mismos. De otro modo podría llegar a penalizarse a consumidores que ni siquiera han sido advertidos de la obligación de instalación del ICP. Por ello, entiende esta Comisión que, con carácter previo a la adopción de lo establecido en la Disposición Adicional Primera de la propuesta de Orden que se informa, debería comprobarse: a) si los planes fueron presentados, en fecha, por las empresas distribuidoras; b) si tales planes fueron efectivamente aprobados por la Administraciones Autonómicas, y en que condiciones; c) el estado de cumplimiento y ejecución de los mismos. Tras dicha comprobación, y sólo para aquellos casos en los que se constate que la instalación del ICP no ha sido posible por causa imputable al consumidor, se debería aplicar lo establecido en la Disposición Adicional Primera de la propuesta de Orden que se informa. Por todo ello, entiende esta Comisión que debería esperarse a la emisión por parte de esta Comisión del informe relativo al Mandato a esta comisión que se establece en la Disposición Adicional Segunda

de la propuesta de Orden que se informa, debiéndose, en cualquier caso, ampliar notablemente el plazo dado a esta Comisión para la emisión del citado informe.

Ha de recordarse que dichos planes, en el marco de lo establecido por el Real Decreto 1454/2005, comportan necesariamente obligaciones para las empresas suministradoras, y no sólo para los consumidores, en tanto que la Disposición adicional primera que ahora se informa impone un procedimiento común de requerimiento al consumidor, prescindiendo de las previsiones que hayan podido establecerse en los Planes, y prescindiendo de la fecha límite para la instalación de elementos de control de potencia que el Real Decreto 1454/2005 estableció en el 1 enero de 2010. La modificación de esta fecha, que, conforme a la redacción de la propuesta de Orden quedaría al arbitrio de cada distribuidor, exigiría una norma con rango de Real Decreto.

Abundaría en la exigencia de un rango normativo superior al de Orden Ministerial el tipo de medidas penalizadoras previstas, consistentes en la facturación de potencias no contratadas por el consumidor.

Adicionalmente, cabría plantearse la legalidad de aplicar, en su caso, unas potencias penalizadoras superiores a las máximas establecidas reglamentariamente, ya que, de acuerdo con la normativa vigente, tanto las tarifas integrales 2.0.3 y 3.0.1 como las tarifas de acceso 2.0A y 2.0.DHA son de aplicación a suministros con potencia contratada de hasta 15 kW.

Por otra parte, es preciso destacar que en la redacción dada a la DA 1ª de la propuesta de Orden se alude a “modificar automáticamente las condiciones del contrato”, puesto que ello podría tener implicaciones graves sobre la seguridad de las instalaciones y de las personas. La modificación del contrato de suministro con elevación automática de la potencia contratada lleva implícita la posibilidad de poder utilizar en la instalación una mayor potencia que la habitual, sin que previamente se hubiera comprobado su dimensionado eléctrico e instalado los pertinentes equipos de protección. Por ello, la CNE considera que en la redacción de dicha DA, cuanto menos, se debería evitar la alusión a la modificación de las condiciones del contrato de suministro.

En consecuencia, teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, esta Comisión propone la supresión de la Disposición adicional primera de la propuesta de Orden.

#### ***4.2 Medida y facturación de la energía reactiva de las unidades productor-consumidor***

Las cogeneraciones que formaban parte de las antiguas unidades productor-consumidor, pueden vender toda la energía neta producida a partir de la entrada en vigor del RD 661/2007. Para ello debían adaptar sus configuraciones de medida a lo dispuesto en el reglamento unificado de puntos de medida establecido en el RD 1110/2007. En esta disposición se prevé que las instalaciones existentes puedan acogerse a una configuración de medida singular, aprobada por la Dirección General de Política Energética y Minas, que permita el cálculo de la energía neta activa a partir de otras medidas eléctricas realizadas en dicha unidad.

Por otra parte, en el Real Decreto 661/2007 existe un complemento para el control de la energía reactiva que incentiva a los productores en régimen especial a generar (consumir) este tipo de energía en las horas de punta (valle) del sistema. Simétricamente en la normativa de tarifas existe un recargo para limitar el consumo de reactiva en las horas de punta (complemento por energía reactiva).

En configuraciones singulares de medida de las unidades productor-consumidor no existe separación eléctrica entre ambos agentes, por lo que se hace preciso establecer unos criterios para la determinación de ambos complementos por energía reactiva.

En la propuesta de Orden que se informa existe una disposición adicional y una disposición transitoria para el establecimiento de dichos criterios. Sin embargo, la redacción dada resulta genérica, no aportando por ello la regulación que se precisa. Únicamente se señala que la medida de reactiva en la cogeneración “se realizará de forma análoga a la de la energía activa, con los coeficientes que le sean de aplicación en cada caso”, y para los consumidores conforme a “la configuración de medida singular que sea autorizada”.

Por otra parte, en una disposición transitoria se limita la solicitud de la autorización de configuración singular hasta el 1 de octubre de 2008, lo cual parece cuanto menos precipitado, dado que hasta el momento la CNE no ha recibido, para informe preceptivo, ninguna propuesta de este tipo de autorización.

La CNE considera que se ha de mejorar el texto con una mayor concreción del procedimiento de determinación de la energía reactiva que sirva para la determinación de los respectivos complementos aplicables tanto al productor como al consumidor.

#### ***4.3 Periodicidad de la facturación y lectura de las tarifas domésticas***

La Disposición adicional sexta de la propuesta de Orden establece que la facturación de los suministros acogidos a tarifa social y tarifas domésticas (hasta 10 kW de potencia contratada) se efectuará preferentemente mensualmente en base a la lectura bimestral de los equipos de medida instalados al efecto.

Esta Comisión considera importante señalar que si bien la medida propuesta podría trasladar de forma más adecuada la señal de precios a los consumidores, no se ha tenido en cuenta el impacto operativo y económico de la misma sobre las empresas, como han puesto de manifiesto algunos miembros del Consejo Consultivo.

Asimismo, se considera necesario sustituir la referencia a tarifas domésticas por tarifas de baja tensión con potencia contratada inferior a 10 kW, ya que si bien éstas son las tarifas preferentemente empleadas por consumidores domésticos, no es la denominación correcta.

#### ***4.4 Periodo transitorio para los clientes acogidos a la tarifa 2.0 N y tarifa R.0 con potencia contratada hasta 15 kW***

La Disposición transitoria primera de la propuesta de Orden establece que los distribuidores deberán informar a los consumidores acogidos a las tarifas 2.0 N y R.0 con potencia contratada inferior a 15 kW, en la primera facturación que se realice a partir del 1

de julio de 2008, del cambio de contratación automático a la tarifa que corresponda a estos consumidores, de acuerdo con lo establecido en las disposiciones transitoria primera y segunda del Real Decreto 871/2007.

Adicionalmente, en la Disposición transitoria segunda de la propuesta de Orden se establece un periodo de seis meses para la adaptación de los equipos de medida de todos los suministros acogidos a la tarifa 2.0N y R.0 con potencia contratada de hasta 15 kW a los establecidos para las tarifas de baja tensión con discriminación correspondientes. Durante este periodo transitorio, la tarifa 2.0N se facturará a los precios de la tarifa 2.0.X ó 3.0.1 con la discriminación horaria correspondiente a la potencia contratada, aplicando un 69% del total de su consumo al periodo de valle y un 31% al consumo de punta. En el caso de la tarifa R.0, los precios a aplicar en dicho periodo son los de las tarifas 2.0.X ó 3.0.1 con discriminación horaria correspondiente a la potencia contratada, aplicando un 60% del total de su consumo al valle y un 40% del total de su consumo a la punta.

Se considera que los porcentajes a aplicar a la tarifa 2.0N deberían basarse en las lecturas de los contadores existentes para estos consumidores. En particular, teniendo en cuenta que el periodo de valle de la 2.0N está integrado en el periodo de valle de la 2.0 DHA, se considera más adecuado distribuir el consumo de punta de la 2.0 N entre el periodo de punta y valle de la DHA que distribuir el consumo total entre los mismos periodos. Considerando el *perfil de carga final b* publicado por REE y la información disponible en la base de datos de liquidaciones correspondientes al ejercicio 2007, los porcentajes a aplicar al consumo de punta de la 2.0 N serían los siguientes:

- Energía de punta de la 2.0 N imputable al periodo de punta de la DHA : 61%
- Energía de punta de la 2.0 N imputable al periodo de valle de la DHA : 39%

Esta Comisión considera importante señalar que alargar el periodo transitorio para la eliminación de las tarifas 2.0 N, tal y como han propuesto diversos miembros del Consejo Consultivo, no soluciona el aumento de los precios para los consumidores acogidos a la 2.0N, puesto que la actualización de la potencia contratada es el principal impacto sobre

el precio y esta medida es de aplicación a los clientes acogidos a la tarifa 2.0 N desde el 1 de enero de 2007.

En relación con lo anterior, cabría preguntarse si los distribuidores han implementado esta medida desde el 1 de enero de 2007 y quién asume la diferencia de ingresos resultante de dicha incapacidad.

Finalmente, se considera necesario recordar que el Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica, establece en la Disposición Adicional Décima que los clientes a tarifa nocturna no deberán pagar derechos de acometidas (extensión y/o acceso) por la regularización de potencias a la que están obligados los clientes de acuerdo con el Real Decreto 1634/2006, por lo que las cantidades indebidamente cobradas por los distribuidores en concepto de derechos de alta y acometida deben ser devueltas a los consumidores.

#### ***4.5 Periodo transitorio para los clientes de alta tensión acogidos a tarifas generales, tarifa horaria de potencia y tarifa de riegos***

El Real Decreto 871/2007, de 29 de junio, por el que se ajustan las tarifas eléctricas a partir del 1 de julio de 2007, establece que a partir de 1 de julio de 2008 se suprimen las tarifas generales de alta tensión, la tarifa horaria de potencia y las tarifas con destino a los riegos agrícolas.

Esta Comisión propuso en el informe que remitió al MITYC sobre la propuesta de revisión de la tarifa a partir del 1 de julio el establecimiento de un periodo transitorio comprendido entre el día 1 de julio y la fecha en que pasen a suministrarse a través de un contrato con un comercializador. Se proponía que la energía durante este periodo transitorio fuera facturada por el distribuidor a un precio disuasorio que favoreciera la rápida contratación del suministro en el mercado libre.

La propuesta de Orden incluye en su Anexo IV un modelo de carta a remitir a los consumidores de alta tensión cuya tarifa desaparece el próximo 1 de julio. En la carta se

advierte a los consumidores de la supresión de la tarifa y se les informa que durante el periodo transitorio el primer mes se les aplicará la tarifa 3.0.2 aplicando el complemento de energía reactiva y la discriminación horaria que tuvieran contratada con anterioridad. En la citada carta se hace referencia a la disposición transitoria primera de la propuesta de Orden.

Cabe señalar que la disposición transitoria primera no hace referencia a la supresión de tarifas de alta tensión ni al Anexo IV que acompaña a la propuesta de Orden.

Esta Comisión, en línea con el informe elaborado sobre la propuesta de revisión de la tarifa eléctrica a partir del 1 de julio, considera necesaria la inclusión de una disposición transitoria en el texto de la Orden que definitivamente se publique detallando el procedimiento transitorio a aplicar a los clientes de alta tensión sin contrato con comercializador a partir del 1 de julio, así como estableciendo qué ocurrirá con estos clientes cuando finalice dicho periodo transitorio.

Adicionalmente, en línea con las consideraciones de algunos miembros del Consejo Consultivo, se propone que el periodo transitorio no suponga un cambio contractual sino el mantenimiento de las tarifas actuales aplicando los precios de la tarifa 3.0.2.

#### ***4.6 Necesidad de modificar el carácter de máximo de los costes destinados a la retribución de la actividad de transporte establecidos en la Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre***

De acuerdo con la Disposición Transitoria Primera sobre Instalaciones anteriores al 1 de julio de 2008, del Real Decreto 325/2008, de 29 de febrero, para las instalaciones puestas en servicio entre el 1 de enero y el 30 de junio de 2008 se reconoce una retribución por concepto de costes de inversión que deberá ser liquidada en el propio ejercicio 2008. Dado que los costes destinados a la retribución de la actividad de transporte, establecidos en la Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, se calcularon sin tener en cuenta dicha circunstancia, se precisa la modificación del primer párrafo del apartado 2 del artículo 1 de dicha Orden en el sentido de eliminar el carácter de máximos de los mismos.

#### **4.7 Compensación a los distribuidores acogidos a la DT11<sup>a</sup>**

Esta Comisión entiende que debería procederse a compensar a las empresas distribuidoras acogidas a la Disposición Transitoria Undécima de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, por la pérdida del margen que para tales empresas represente la no facturación de la potencia contratada para aquellos consumidores que se acojan a la tarifa social, así como por los 25 kWh bimestrales gratuitos establecidos para las tarifas de baja tensión.

### **5 CONCLUSIONES**

**Primera.** Esta Comisión considera necesario señalar una vez más que para el cumplimiento correcto de la función que la Ley le confiere de informar adecuadamente la propuesta de revisión tarifaria, necesita disponer del tiempo suficiente. Asimismo, para que el contenido del informe realizado por la Comisión pueda ser examinado, y en su caso considerado, en el Real Decreto de tarifas, se debería contar con un plazo de tiempo suficiente desde su aprobación por parte del Consejo de Administración y su envío al Ministerio hasta la publicación del Real Decreto de tarifas en el B.O.E.

Lo anterior es igualmente aplicable a los efectos de las consideraciones y alegaciones formuladas en el Consejo Consultivo de Electricidad por sus miembros, dada la trascendencia que tiene la propuesta tarifaria sobre los distintos agentes y colectivos de consumidores.

**Segunda.** Con la metodología actual de cálculo de las tarifas y de liquidación del sistema eléctrico, los consumidores pagan todos los costes regulados reconocidos, además del precio de la energía al que compran las distribuidoras, independientemente de las tarifas integrales y de acceso vigentes. El nivel de las tarifas afecta a la proporción entre la parte que el consumidor paga con la factura correspondiente y la parte que el sistema financia a largo plazo, para que el consumidor pague (intereses más principal) en las facturas futuras durante un cierto periodo de tiempo (15 años). Esta Comisión defiende que el consumidor tenga, en el momento de consumir, la señal del precio servicio que está

utilizando y del bien que está consumiendo y que sea él quién decida cómo optimiza su función de bienestar con toda la información disponible y que no se trasladen los costes que se producen en el momento del consumo a ejercicios futuros.

Lo anterior debe compatibilizarse con una revisión de los costes que deben ser incluidos en la tarifa, su cuantía, así como de un detenido examen del funcionamiento de los mercados energéticos en España.

**Tercera.** Esta Comisión considera insuficientes las variaciones de las tarifas integrales incluidas en la propuesta de Orden, ya que las mismas no cubren los costes totales del sistema reconocidos, incluidos los costes de acceso, aún considerando un déficit ex ante de 4.800 Millones de euros.

Se considera que el escenario principal de precios de la energía de la propuesta de revisión enviada por esta Comisión al MITYC el pasado 12 de mayo (66,14 €/kWh) sigue siendo una mejor estimación del precio final de la energía del tercer trimestre que la del escenario que toma la propuesta de Orden. Esto daría lugar a una subida media de las tarifas integrales del 11,3 %, para asegurar que no se genere déficit adicional al reconocido ex ante, mientras se mantenga la actual metodología de determinación de las tarifas.

Adicionalmente, debe tenerse en cuenta que una estimación del precio de generación por debajo del que finalmente se le va a reconocer al distribuidor en el suministro tendrá efectos negativos en la actividad de comercialización y hace más grave el problema asociado al déficit. Sin embargo, si el precio considerado resultase ligeramente superior respecto al real, el exceso de ingresos se utilizaría para compensar parte del déficit reconocido que se acumula en las tarifas de acceso.

**Cuarta.** Esta Comisión considera necesario que la Orden que establezca la tarifa eléctrica a partir del 1 de julio de 2008 actualice la anualidad para 2008 necesaria para recuperar el valor actual del desajuste de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas, generado entre el 1 de enero de 2007 y el 31 de diciembre de 2007, fijándola en 83.649 miles de euros.

Asimismo, se propone que dicha cifra se descomponga en 17.723 miles de euros por las cantidades percibidas por los generadores por este concepto y de 65.925 miles de euros por el importe adeudado a los adjudicatarios de la subasta correspondiente a la devolución del principal más los intereses en el periodo comprendido entre el 1 de julio y el 31 de diciembre de 2008.

**Quinta.** Se estima que el déficit de actividades reguladas que se generará entre el 1 de abril y el 30 de septiembre de 2008, en el escenario considerado por esta CNE como más probable, ascenderá a 2.700 Millones de euros.

**Sexta.** Esta Comisión reitera la necesidad de incorporar en el articulado de la propuesta de Orden la anualidad provisional para recuperar el déficit ex ante de actividades reguladas que se generará entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2008 y, en consecuencia, propone incorporar 473.466,48 miles euros por este concepto.

**Séptima.** Sobre la tarifa social

En primer lugar, como ya se indicó en el informe remitido al MITYC el pasado 13 de mayo elaborado por esta Comisión en cumplimiento del mandato establecido en la Disposición adicional séptima del Real Decreto 871/2007, la CNE apoya la existencia de una tarifa social. No obstante, se considera que, al igual que otros costes, no debería ser financiada por el sistema eléctrico.

En segundo lugar, esta Comisión considera que el establecimiento de una tarifa de carácter social debiera depender de algún parámetro que fuera función de la renta que perciben los consumidores, ya que en caso contrario las ayudas podrían destinarse a individuos que realmente no las necesitan y quedar fuera de ella consumidores que sí las precisan. En el informe sobre la propuesta de revisión de tarifa eléctrica enviado al MITYC

el pasado 12 de mayo se proponía como posible índice el Indicador Público de Renta de Efectos Múltiples (IPREM)<sup>9</sup>.

En tercer lugar, se consideraría adecuado que la Orden que finalmente se publique asegure que la ausencia de ICP no pueda ser un factor limitante para el disfrute del derecho a la tarifa social, quedando obligado el distribuidor a su instalación cuando el consumidor quiera ejercer ese derecho.

En cuarto lugar, se considera necesario señalar que un adecuado diseño de esta tarifa social permitiría suprimir la tarifa 1.0.

Finalmente, se considera necesario advertir, en línea con lo ya señalado por algunos agentes, que la coexistencia, si bien es cierto que por un periodo limitado a un año, de la nueva figura de la “tarifa social”, con el proceso de desaparición de la tarifa integral y la instauración de la Tarifa de Último Recurso, puede generar problemas operativos a las compañías suministradoras, dificultando la instauración de la Tarifa de Último Recurso.

En particular, parece necesario definir qué sujeto del sector se corresponde con lo que la Propuesta de Orden define como *empresa suministradora*, ya que no existe actualmente norma con rango suficiente, que determine la obligación del distribuidor de hacerse cargo de la Tarifa Social. Esto es, por Ley, los distribuidores son aquellas sociedades mercantiles que tienen la función de distribuir energía eléctrica, así como construir, mantener y operar las instalaciones de distribución destinadas a situar la energía en los puntos de consumo. Tampoco entre sus funciones, determinadas por Ley, viene contempladas las consecuencias jurídicas que pueden derivarse de la implementación de esta nueva Tarifa Social. En cuanto a los comercializadores, tampoco parece que, más allá de sus obligaciones normativas, tengan hoy por hoy, obligaciones derivadas de la aplicación de una tarifa integral como es la Tarifa Social.

---

<sup>9</sup> El IPREM es el índice de referencia en España para el cálculo del umbral de ingresos a muchos efectos (ayudas para vivienda, becas, subsidios por desempleo...). Fue introducido el 1 de julio de 2005 en sustitución del Salario Mínimo Interprofesional, cuya utilización se restringió al ámbito laboral.

En definitiva, la introducción de la tarifa social mediante la propuesta de Orden que ahora se informa puede presentar lagunas normativas que dificulten su correcta operatividad.

**Octava.** Sobre la progresividad introducida en la tarifa.

Si bien se entiende que las medidas introducidas pretenden dar una señal positiva de ahorro energético a los consumidores domésticos, se considera discutible su aplicación en los términos que incluye la propuesta de Orden. Esto es debido, fundamentalmente, a que dichas medidas se aplican a los consumidores domésticos a partir de unos umbrales de consumo que no han sido motivados convenientemente. Como criterio general, cualquier medida que afecte a tan elevado número de clientes, con características de consumo muy diversas y no conocidas, debido a la falta de información horaria de perfiles de dichos clientes, debe analizarse y justificarse de forma exhaustiva pues puede dar lugar a efectos inesperados y no deseados sobre el consumo.

Se considera que las señales que proporcionen los precios de todos los clientes, y en particular a los clientes domésticos, deben reflejar los costes de suministro, entendidos de forma dinámica. En este sentido, otra forma adicional de conseguir ahorro energético, así como eficiencia en el consumo a través de los precios, sería a partir de opciones tarifarias bloque-horarias, como se aplica al resto de consumidores.

**Novena.** Por último esta Comisión considera oportuno que la Orden que finalmente se publique tenga en cuenta los siguientes aspectos.

En relación con el *incumplimiento del plan de instalación de interruptores de control de potencia* esta Comisión considera que, con carácter previo a la adopción de lo establecido en la Disposición Adicional Primera de la propuesta de Orden que se informa, debería comprobarse: a) si los planes fueron presentados, en fecha, por las empresas distribuidoras; b) si tales planes fueron efectivamente aprobados por la Administraciones Autonómicas, y en que condiciones; c) el estado de cumplimiento y ejecución de los mismos. Tras dicha comprobación, y sólo para aquellos casos en los que se constate que la instalación del ICP no ha sido posible por causa imputable al consumidor, se debería

aplicar lo establecido en la Disposición Adicional Primera de la propuesta de Orden que se informa. Por todo ello, entiende esta Comisión que debería esperarse a la emisión por parte de esta Comisión del informe relativo al Mandato a esta comisión que se establece en la Disposición Adicional Segunda de la propuesta de Orden que se informa, debiéndose, en cualquier caso, ampliar notablemente el plazo dado a esta Comisión para la emisión del citado informe.

No obstante, teniendo en cuenta las consideraciones anteriores y las implicaciones sobre la seguridad de las instalaciones y las personas que se derivan de la redacción de la Disposición adicional primera, esta Comisión propone la supresión de dicha Disposición en la Orden que finalmente se publique.

En relación con la *medida y facturación de la energía reactiva de las unidades productor-consumidor* la CNE considera que se ha de mejorar el texto con una mayor concreción del procedimiento de determinación de la energía reactiva que sirva para la determinación de los respectivos complementos aplicables tanto al productor como al consumidor.

En relación con la *supresión de la tarifa 2.0N* esta Comisión considera necesario recordar que el Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica, establece en la Disposición Adicional Décima que los clientes a tarifa nocturna no deberán pagar derechos de acometidas (extensión y/o acceso) por la regularización de potencias a la que están obligados los clientes de acuerdo con el Real Decreto 1634/2006, por lo que las cantidades indebidamente cobradas por los distribuidores en concepto de derechos de alta y acometida deberán ser devueltas a los consumidores.

En relación con la *supresión de las tarifas generales de alta tensión, la tarifa horaria de potencia y las tarifas de riegos agrícolas de alta tensión* esta Comisión, en línea con el informe elaborado sobre la propuesta de revisión de la tarifa eléctrica a partir del 1 de julio, considera necesaria la inclusión de una disposición transitoria en el texto de la Orden que definitivamente se publique detallando el procedimiento transitorio a aplicar a los clientes de alta tensión sin contrato con comercializador a partir del 1 de julio, así como estableciendo qué ocurrirá con estos clientes cuando finalice dicho periodo transitorio.

**Décima.** Teniendo en cuenta el mandato a esta Comisión establecido en el Real Decreto 871/2007 y considerando lo establecido en las Directivas europeas, la CNE hubiera considerado más adecuado que el MITYC hubiera justificado de forma más explícita los cambios introducidos en la propuesta de Orden respecto de la propuesta que aquella planteó en su informe del pasado 12 de mayo.